

RESUMEN

A inicios de una nueva era, en un mundo totalmente dependiente de los combustibles de origen fósil y de sus consecuencias originadas por el agotamiento irremediable de su producción, se evidencia la búsqueda constante de encontrar nuevas alternativas energéticas que sean capaces de abastecer la demanda en el sector residencial y que sean provenientes de fuentes inagotables a escala humana.

El avance tecnológico ofrece actualmente varios campos en el desarrollo de energías renovables, las mismas que son catalogadas como infinitas y de escasos impactos ambientales. Sin embargo su aplicación es altamente cuestionable debido a sus altos costos iniciales, y al miedo generado en la sociedad por no cumplir la confiabilidad esperada.

El presente trabajo analiza la factibilidad técnica y económica en el Ecuador para la implementación de energía solar, tanto en el campo fotovoltaico como termo solar aplicado a viviendas unifamiliares.



ÍNDICE

















CAPITULO 1

GENERALIDADES

1.1 Antecedentes

Es sin duda un hecho indiscutible la preocupación mundial respecto al cambio climático en nuestro planeta. Actualmente existen organismos en muchos países responsables de tomar medidas a fin de reducir el índice de contaminantes que afectan nuestro entorno.

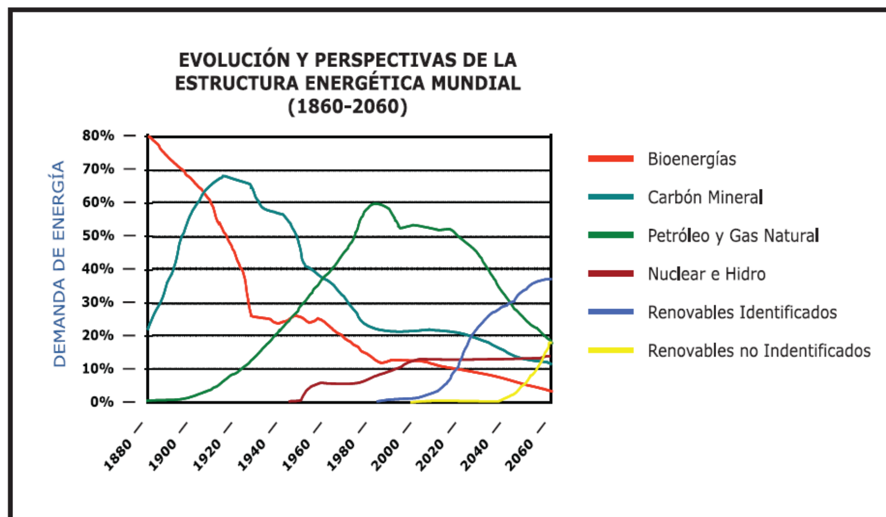
La generación y el consumo energético es una de las áreas prioritarias sobre las cuales se debe realizar un análisis para el manejo de decisiones y alcance de metas a mediano y largo plazo.

La dependencia energética actual en el mundo revela que el 97% de la energía primaria consumida en el planeta es de origen fósil, de los cuales el 38% es carbón, 40% petróleo y 19% gas natural. Con sólo pensar que las reservas fósiles se terminen y de mantenerse el sistema actual, el planeta tal y como lo conocemos caería en un caos incontrolable y sencillamente ineficiente. Es por ello que hoy en día, a inicios de un declive en la subsistencia por el agotamiento de esta forma de energía, se están buscando nuevas alternativas que sean capaces de mantener la estabilidad que todos nosotros, como consumidores la demandamos.

Las energías renovables identificadas se encuentran en crecimiento y desarrollo, en donde han empezado a jugar un rol muy importante desde inicios del siglo XXI lo que hace ver un fortalecimiento de esta tendencia en los próximos 20 años.

El constante agotamiento de los hidrocarburos y las restricciones ambientales impuestas a nivel mundial, los cuales han frenado en muchos aspectos la expansión y utilización de fuentes energéticas contaminantes, se suman al crecimiento tecnológico que desarrolla combustibles basados en fuentes renovables, tales como: el Hidrógeno, el Biodiesel o el Etanol; sucesos que se colocan paralelamente a la penetración de centrales eólicas y la reactivación de la energía nuclear. Como consecuencia de lo anteriormente señalado la humanidad está viendo el nacimiento de una nueva era ambientalista y sustentada en fuentes energéticas renovables y otras inagotables a escala humana.

Así, mientras el mundo ya ha empezado a vivir esta nueva era, el Ecuador empieza a dar sus primeros pasos con la aparición de proyectos eólicos, solares y de biocombustibles.



Gráfica 1. 1 Evolución y perspectiva de la estructura energética mundial
Fuente: Matriz Energética del Ecuador al año 2020

Ecuador es un país rico en su biodiversidad, geográficamente está localizado en una zona muy envidiable, en donde sus fuentes energéticas existentes, y temperaturas no extremas vuelven a nuestro territorio muy interesante para el desarrollo y explotación de nuevas alternativas energéticas.

En un encuentro internacional de Energías Renovables efectuado en la ciudad de Quito en junio de 2009 se explicó que en el Ecuador, 43% de la energía eléctrica generada es producida por fuentes hídricas y menos del 1% compone la energía solar sumada a la energía eólica.

Según el Ministerio de Electricidad y Energías Renovables (MEER), en el mismo encuentro declaró la esperanza de cambiar esta realidad, con la intención de llegar al año 2020 con una producción del 86% en hidroelectricidad, complementada por un 8% en energías renovables como la solar o la eólica.

1.2 Demanda energética en el Ecuador

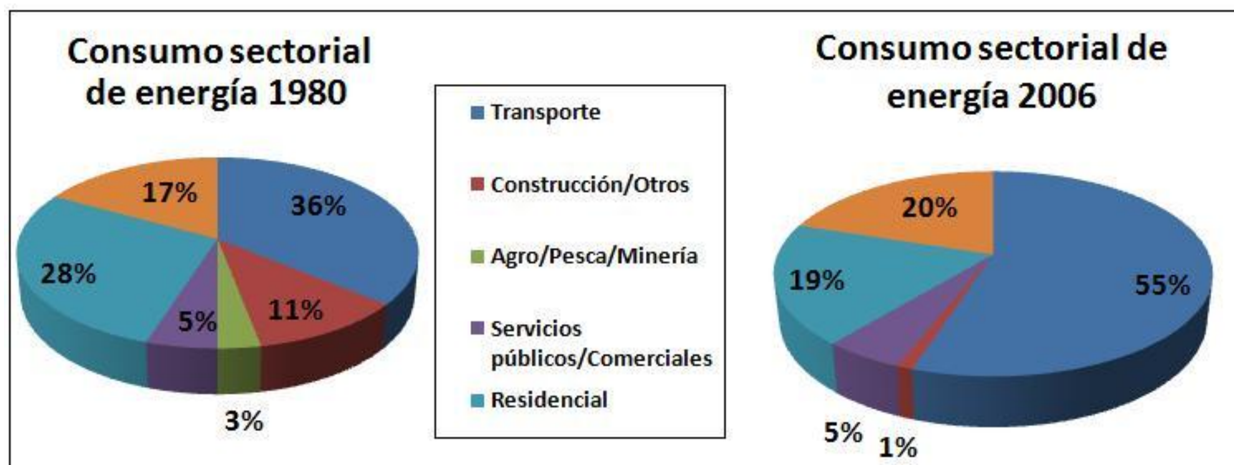
Los últimos cuarenta años, el Ecuador registra datos de ser exportador neto de energía primaria, las reservas probadas de petróleo a finales del año 2005 fueron terceras en volumen en América del Sur, detrás de Venezuela y Brasil. La producción ese año fue de 541.000 barriles diarios, y el consumo de 148.000,[1] sin embargo, también se ha podido observar que a pesar de ello, sigue siendo incapaz de abastecer energéticamente a su propia demanda. Esta situación evidencia la falta de inversiones tanto en el sector eléctrico como en el sector de hidrocarburos.

La demanda de energía en el Ecuador ha sufrido una variación significativa en las últimas décadas, especialmente en el sector de transporte y en el sector residencial.

[1] PETROECUADOR

Como se puede apreciar en la gráfica 1.2 desde 1980 a 2006 el total de consumo en el sector del transporte se ha elevado en un 19%; mientras que en el sector residencial, la demanda se ha reducido en un 9%.

No son datos para extrañarse, ya que estos se ven directamente influenciados por el crecimiento anual de la población. Sin embargo, se recalca a su vez que la disminución de consumo residencial se ve afectada por las modificaciones en el estilo de vida y la penetración de nuevas tecnologías cada vez más eficientes.



Gráfica 1. 2 Consumo sectorial de energía en el Ecuador
Fuente: MEE según datos de la OLADE

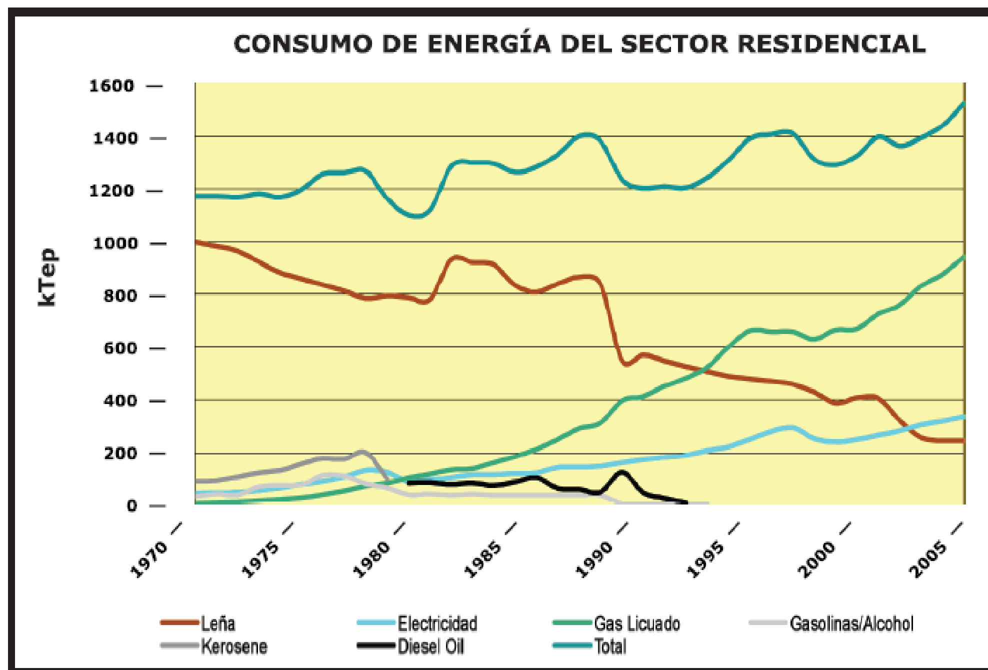
1.3 Demanda energética residencial en el Ecuador

Analizando los datos expuestos con anterioridad, comprendemos la importancia indiscutible que maneja el sector residencial en nuestro país; este sector compite a la par con el industrial por ser el segundo mayor consumidor de energía, además de ser el más grande consumista de gas licuado de petróleo (GLP).

El GLP es quien domina ampliamente el sector residencial para el calentamiento de agua y cocción de alimentos; establecido inclusive en sectores donde no existe la energía eléctrica. Este combustible beneficia en su totalidad a la población urbana aunque en la zona rural aún se encuentra algo insuficiente.

La energía eléctrica y el gas licuado han logrado extinguir casi en su totalidad diferentes alternativas como el kerosene, el diesel oil, gasolinas u alcohol. Respecto a la bioenergía, particularmente el caso de la leña, hasta la actualidad juega un rol importante para cubrir la demanda del sector residencial; y hasta apenas una

década atrás aún mantenía porcentajes altos en su uso. En la gráfica 1.3 se observa la demanda de energía residencial. [2]



Gráfica 1. 3 Consumo de energía en el sector residencial
Fuente: MEE

1.4 Políticas y estrategias para el cambio de la matriz energética en el sector residencial

El consumo energético en el sector residencial está destinado exclusivamente a usos térmicos para calentamiento de agua, cocción de alimentos y calefacción; y para usos eléctricos.

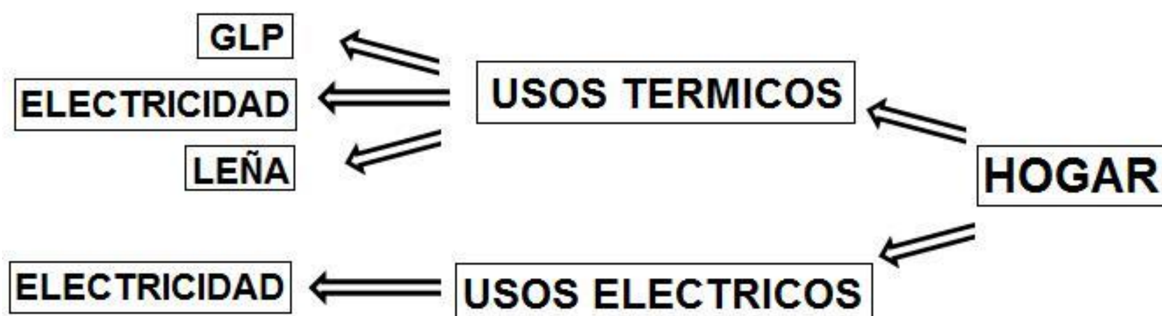


Figura 1. 1 Usos de energía en el sector residencial
Fuente: MEE

[2] La Agencia Internacional de la Energía (AIE) expresa sus balances de energía en una unidad común que es la “tonelada equivalente de petróleo” (tep). Una tep se define como 10^7 kcal.

Los incentivos por parte del ministerio de energía en el área del consumo eléctrico están dedicados exclusivamente a crear una conciencia de ahorro y búsqueda de una mayor eficiencia energética. Una de ellas, es la campaña por promover el uso de lámparas ahorradoras. El primer objetivo es reemplazar seis millones de lámparas incandescentes por lámparas fluorescentes de alta eficiencia energética en sectores con promedio de consumo de 110 KWh (Sierra) y 130 KWh (Costa).

En una primera etapa se han sustituido con 2.990.581 lámparas ahorradoras y el país ha logrado un ahorro de 148 MWh pico, lo que significa un ahorro de 28.881 gl/día (diesel). En otras palabras significa una disminución de 490.770 kilos de CO_2/día. En términos económicos, el país ha logrado un ahorro de $1.792.860 mensuales.[3]

Cabe indicar que la intensa búsqueda por alcanzar una mayor eficiencia energética ha dado como resultado la implementación de una nueva normativa, tal es el caso de los Reglamentos Técnicos del INEN, más restrictiva para equipos de baja eficiencia.

La política energética para el año 2020, propone importantes reducciones en el consumo: un 30% del consumo per cápita en usos térmicos y un 12% en consumo de energía eléctrica. Para ello se busca, por ejemplo, en el primer caso introducir paneles térmicos solares, que significarían una sustitución del 7.5% de gas licuado.

La Matriz Energética del Ecuador, indica una perspectiva de consumo (entre el año 2006 a 2020) en: GLP, leña y electricidad según la tendencia actual, del 5%, 1.6%, y 5.2 %. Y se busca modificar este consumo en 3.4%, -1.5% y 3.9 %, respectivamente, sumando a esto un incremento de la energía solar térmica en un 28.8%. Esto representa en su totalidad una reducción del 4.4% (según la tendencia actual) a un 3.1% (en los objetivos propuestos) [4].

	Variación % anual 2006-2020	Estructura %	
		2006	2020
GLP	5	57,3	61,9
Leña	1,6	22,6	15,5
Electricidad	5,2	20,2	22,6
Total	**4,4**	**100**	**100**

Tabla 1. 1 Escenario Tendencial

	Variación % anual 2006-2020	Estructura %	
		2006	2020
Solar	28,8 (*)	0	5,9
GLP	3,4	58,3	60,8
Leña	-1,5	22,4	11,8
Electricidad	3,9	19,3	21,5
Total	**3,1**	**100**	**100**

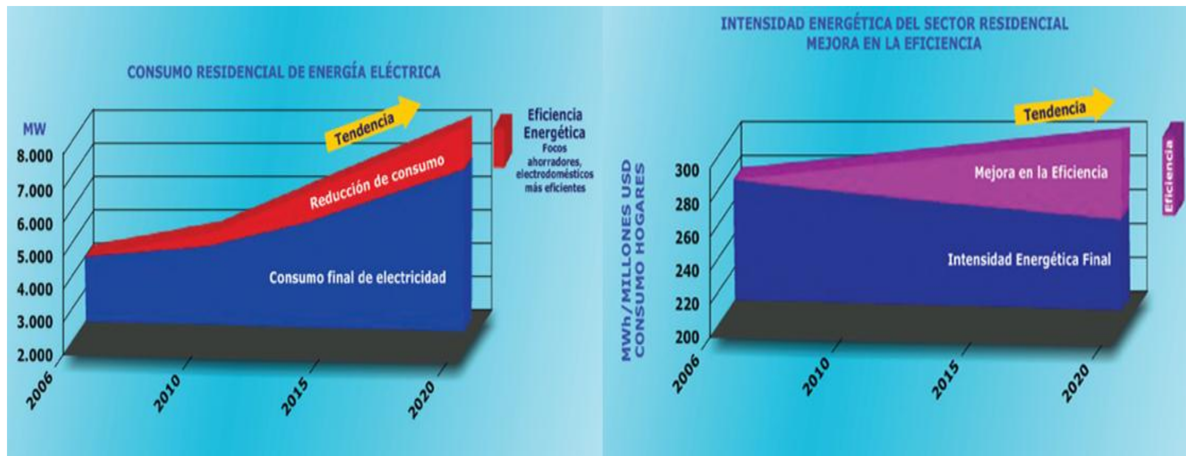
Tabla 1. 2 Escenario Seleccionado

Fuente: Matriz Energética del Ecuador. [(*) Proyección 2009-2020]

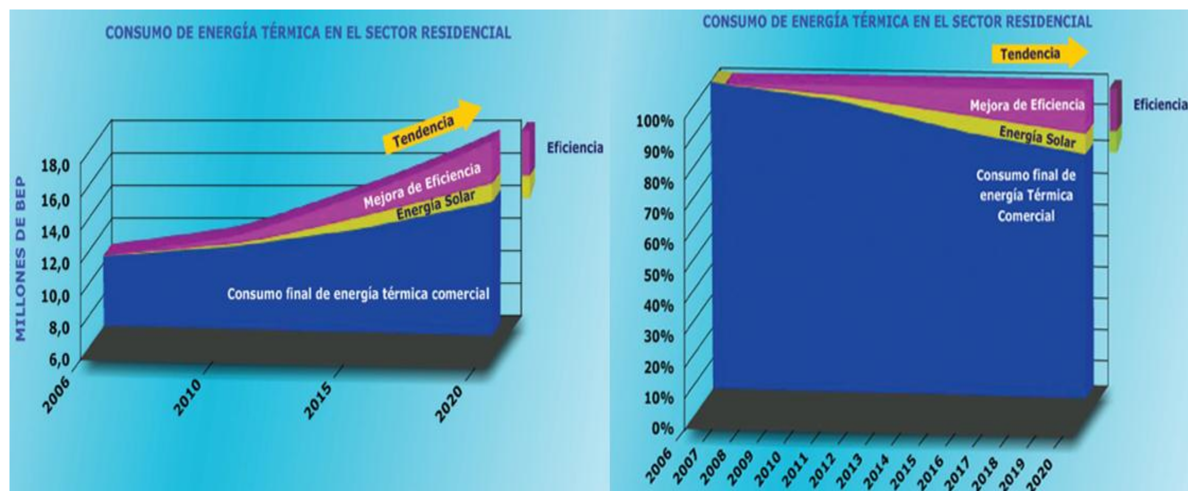
Las tablas anteriores indican, a pesar de verse afectado el país a un incremento de consumidores debido al normal aumento de población, que el consumo energético va reduciéndose paulatinamente. En la gráfica 1.4 se observa la tendencia y la

[3] Ministerio de Electricidad y Energías Renovables.
[4] Barragán Antonio, "Proyecto de Investigación Bio-Casas". Universidad de Cuenca. MEER "Políticas y Estrategias para el Cambio de la Matriz Energética del Ecuador"

intensidad energética en el consumo eléctrico proyectado para el año 2020, y a su vez se muestra la tendencia y consumo térmico para la misma proyección de años.



Gráfica 1. 4 Tendencia de consumo residencial de energía eléctrica e intensidad energética
Fuente: Ministerio de Electricidad y Energías Renovables



Gráfica 1. 5 Tendencia en consumo de energía térmica en el sector residencial
Fuente: Ministerio de Electricidad y Energías Renovables

La intensidad energética se refiere a la medición de cantidad de energía requerida por unidad de consumo o producto, expresados en términos de valor determinada por las fuentes que tienen poderes caloríficos diferentes y los equipos utilizados con distintas tecnologías y niveles de eficiencia.



1.5 Legislación

En el Ecuador la constitución ampara, bajo leyes y reglamentos establecidos, la protección del medio ambiente, como también promueve en el sector público y privado el uso de nuevas alternativas energéticamente eficientes y limpias.

De esta manera, queda respaldada por la constitución ecuatoriana el uso de energías renovables para nuestro país.

En el Título II.- DERECHOS, Capítulo Segundo.- Derechos de Buen Vivir, Sección Segunda.- Ambiente Sano, Art. 15.- *"El Estado promoverá, en el sector público y privado, el uso de tecnologías ambientalmente limpias y de energías alternativas no contaminantes y de bajo impacto. La soberanía energética no se alcanzará en detrimento de la soberanía alimentaria, ni afectará el derecho al agua".*

De igual manera, en el Título VII.- RÉGIMEN DEL BUEN VIVIR, Capítulo Segundo.- Biodiversidad y recursos naturales, Sección Séptima.- Biósfera, ecología urbana y energías alternativas, Art. 413.- *"El Estado promoverá la Eficiencia Energética, el desarrollo y uso de prácticas tecnológicas ambientalmente limpias y sanas, así como de energías renovables, diversificadas, de bajo impacto y que no ponga en riesgo la soberanía alimentaria, el equilibrio ecológico de los ecosistemas ni el derecho al agua".*

1.6 Energía

Todos los seres que conformamos este planeta, y ciertos factores meteorológicos, tenemos o producimos energía, ya sea en el cielo en el mar o en suelo.

- Científicamente hablando, es la capacidad de realizar un trabajo; y su unidad es el JOULE (J)

- Descubierto por Albert Einstein (1879 - 1955), el cual nos dice que la materia y la energía son intercambiables a la velocidad de la luz, con su famosa formula:

$$E = m * c^2 \qquad \text{(Ecuación 1. 1)}$$

  Donde:

  E : Energía en (J).
  m : Masa en (Kg).
  c : Velocidad de la luz en (m/seg).

- Es parte de nuestra vida cotidiana y con la cual se realizan y realizamos actividades.



- Hay presencia de energía cuando se emite o absorbe radiación o cuando un cuerpo sufre una transformación.

- De acuerdo con la Ley de Conservación de Energía, la cual dice:
  "La energía no se pierde ni se destruye, sólo se transforma."

Se encuentra la eficiencia energética, cuya expresión es:

$$\eta = \frac{W}{E}$$ (Ecuación 1. 2)

Donde:

η: Eficiencia, (adimensional).
W: Trabajo realizado en proceso (J).
E: Energía presente en el proceso (J).

Esta expresión quiere decir que, al realizar un proceso, la energía puede desviarse o desperdiciarse, por ejemplo, en el caso de una central de generación hidroeléctrica parte de la energía se pierde realizando el trabajo de convertir la energía cinética del agua en energía eléctrica, debido a la transformación en calor; cuyo valor demuestra la eficiencia de la máquina.

1.6.1 Formas de energía

- Energía cinética.- Debido al movimiento como por ejemplo, la velocidad del agua de un río.

- Energía potencial.- Debido a la diferencia de altura que experimenta un cuerpo, como por ejemplo, el agua en un embalse.

- Energía térmica.- Debido al calor, como por ejemplo en la combustión de madera.

- Energía química: Debido a la energía almacenada en átomos y moléculas, como por ejemplo en baterías.

- Energía eléctrica.- Debido al flujo de electrones, conocida como electricidad.

- Energía electromagnética.- Debido a la radiación que emiten los objetos en diferentes cantidades.

- Energía mecánica.- Debido a la rotación de un eje girando, como por ejemplo una turbina.

1.6.2 Fuentes de energía

1.6.2.1 Fuentes de energía no renovables

Con su consumo, la energía primaria ya no regresa a su estado inicial, pero pueden ser utilizadas cuando o como se necesiten, algunos de estos son:

- Combustibles fósiles (petróleo, gas, diesel, carbón)

- Nuclear (fisión, Uranio, Plutonio).



Figura 1. 2 Fuentes de energía no renovables

1.6.2.2 Fuentes de energía renovables

Con su uso la energía primaria retorna a su estado inicial, y el impacto sobre el medio ambiente es menor que en el caso de las energías tradicionales, algunas de ellas deben ser captadas cuando y como llegan, (por ejemplo, el caso de la energía solar, únicamente llega durante el día y en forma de radiación electromagnética). Algunas de éstas son:

- Energía de Biomasa.- Combustión de madera, paja, o bagazo, para producir vapor mediante calderos, el cual mueve turbinas.

- Energía Eólica.- Molinos de viento, aerogeneradores, navegación a vela.

- Energía Solar Fotovoltaica.- Conversión en electricidad por medio de módulos fotovoltaicos.

- Energía Solar Térmica.- Conversión en calor mediante captadores.

- Energía Geotérmica.- EL calor de la tierra es aprovechada para producir energía.

- Energía Hidráulica a pequeña escala.- Movimiento de turbinas mediante velocidad de agua.

- Energía Mareomotriz.- Aprovechamiento de las olas.



Figura 1. 3 Fuentes de energía renovables

1.6.2.3 Fuentes de energía no renovables

Las materias primas de este tipo de fuente de energía, deben haber sufrido una transformación, algunos de ellos durante miles de años como es el caso del petróleo y el carbón.

Por el bajo consumo que se tenía en principio, estas fuentes de energía no se vieron afectadas por la demanda y su contaminación producida aún era tolerable.

En la actualidad estos tipo de fuentes de energía se ven limitados debido al acelerado crecimiento de la población, agotándose rápidamente, dando paso a la búsqueda necesaria y exigente de nuevas formas de producir energía en distintos medios, contribuyendo al cuidado de nuestro planeta debido a que la producción de energías con estas fuentes contribuye a la formación de CO_2, lluvia ácida, calentamiento global, entre otros, los cuales afectan gravemente a nuestro planeta.

1.6.3 La energía renovable

Como se ha mencionado, la principal ventaja de esta alternativa energética es la renovación o la inagotable producción de su energía primaria.

Desde la década de los 70 las energías renovables han tomado interés debido a la continua disminución de reservas de los combustibles fósiles; alternativa con la cual se espera desplazarlos definitivamente. Entre los beneficios que presentan:

- No emiten CO_2, evitando efecto invernadero, por ende, el calentamiento global.



- No producen residuos tóxicos.
- La materia prima en ciertos casos no tiene costo o tiene costo mínimo.
- Los tóxicos que se produce son eliminados.
- La seguridad en los procesos no es máxima, es la necesaria.
- No contribuye a la formación de lluvia acida.
- No contribuye a quema, deforestación y daño a la naturaleza, o por lo menos el impacto es mínimo.
- No contribuye a la formación de NO_x.

1.7 La energía solar

El Sol, la estrella más cercana al planeta Tierra, con aproximadamente 700.000 kilómetros de radio; por efecto de la fuerza gravitatoria que en él se produce y a su elevada temperatura en el interior del mismo, dos átomos de hidrógeno se fusionan en un átomo de Helio; produciendo una diferencia de masa, lo que luego se convierte en energía, dicha energía llega a nuestro planeta en forma de ondas electromagnéticas, la cual es conocida como energía solar.

El Sol emite continuamente radiación a todo el espacio. La Tierra intercepta aproximadamente $1,7x10^{14}\ KW$, de tal manera que la Tierra es efectivamente un gran colector solar. [5]

Es tanta la influencia provocada sobre nuestro planeta, que la energía solar es la razón energética del planeta. Hermann Scheer dice que “La energía solar no es una energía alternativa: es la Energía”. De hecho, casi todas las formas de energéticas que hoy en día disponemos de una u otra manera tienen un origen en la energía solar.

El petróleo, motor fundamental de la era moderna no es más que la misma energía solar almacenada en forma de energía química. La energía eólica existe únicamente por la diferencia de temperatura producida a lo largo de la Tierra. La hidroenergía sería incapaz de mantenerse si no existiese el ciclo del agua atribuida a la evaporación de la misma. De igual manera, la biomasa es una forma de energía solar almacenada. El tipo de energía que se encuentra a disposición y, que se descarta de la solar es únicamente la geotérmica y la energía nuclear.

Las características propias que posee la energía solar es su consideración como una fuente energética inagotable a escala humana, sumándose a ella su virtud de

[5] OLADE, Organización Latinoamericana de Energía, 1995



producir un nulo impacto ambiental, y la gratuidad con la que llega hacia nosotros. Sin embargo, la utilización de la misma requiere de un alto desarrollo científico y la superación de varias dificultades que se presentan como la variabilidad con la que esta energía llega a la superficie terrestre, debido a los aspectos geográficos, meteorológicos y estacionales.

1.7.1 Aprovechamiento de la energía solar

Es evidente la conversión de energía electromagnética en energía calorífica debido a la absorción de radiación en los cuerpos; aquí nuestro aprovechamiento es utilizar colectores térmicos, los cuales pueden servir para calentamiento de agua sanitaria A.C.S. y calefacción.

De igual manera, la transformación de radiación solar en energía eléctrica es posible por medio de paneles o bandas fotovoltaicas, cuyo principio de funcionamiento está basado en elementos semiconductores, comúnmente de silicio, en donde los electrones son excitados, y con su movimiento generan energía eléctrica.

1.8 Movimiento solar

La Tierra gira alrededor del Sol en un período exacto de 365 días, 6 horas, 9 minutos y 8 segundos; tiempo adicional por el cual cada 4 años al mes de febrero se aumenta un día más a su calendario.

Nuestro planeta gira sobre su propio eje en un período aproximado de 24 horas, lo cual representa un día o día solar medio, pero en Astronomía se toma el día Sidéreo con un tiempo de 23 h 56`.

Para el diseño de una instalación foto o termo solar es importante saber el comportamiento del Sol en el lugar en donde nos encontramos; es decir, que la radiación en nuestro planeta no es uniforme y depende de la Latitud, longitud y, además de la época del año y ciertos factores meteorológicos y atmosféricos.

Como es de imaginar no todas las superficies en la Tierra reciben la misma radiación, siendo los polos los que reciben en menor magnitud, y los trópicos los que reciben más, no siendo así la mayor radiación en el ecuador, sino que se los rayos perpendiculares se encuentran en Latitudes sobre o debajo de esta línea, precisamente en los trópicos de Cáncer y Capricornio.

Este hecho se debe a que la Tierra tiene un ángulo de inclinación aproximado de 23.5° (23.45°) respecto al Sol, la cual es llamada declinación solar. Cabe indicar, que la nubosidad y la radiación tienen una relación compleja para una instalación solar, debido a las variaciones de captación que se presentan.

Los Solsticios con 23°27´ ó 23.45° se anulan en los Equinoccios, es decir, tienen un valor de 0, con lo que la Tierra se divide en tres zonas, las cuales son: la tropical, la templada y la glacial.

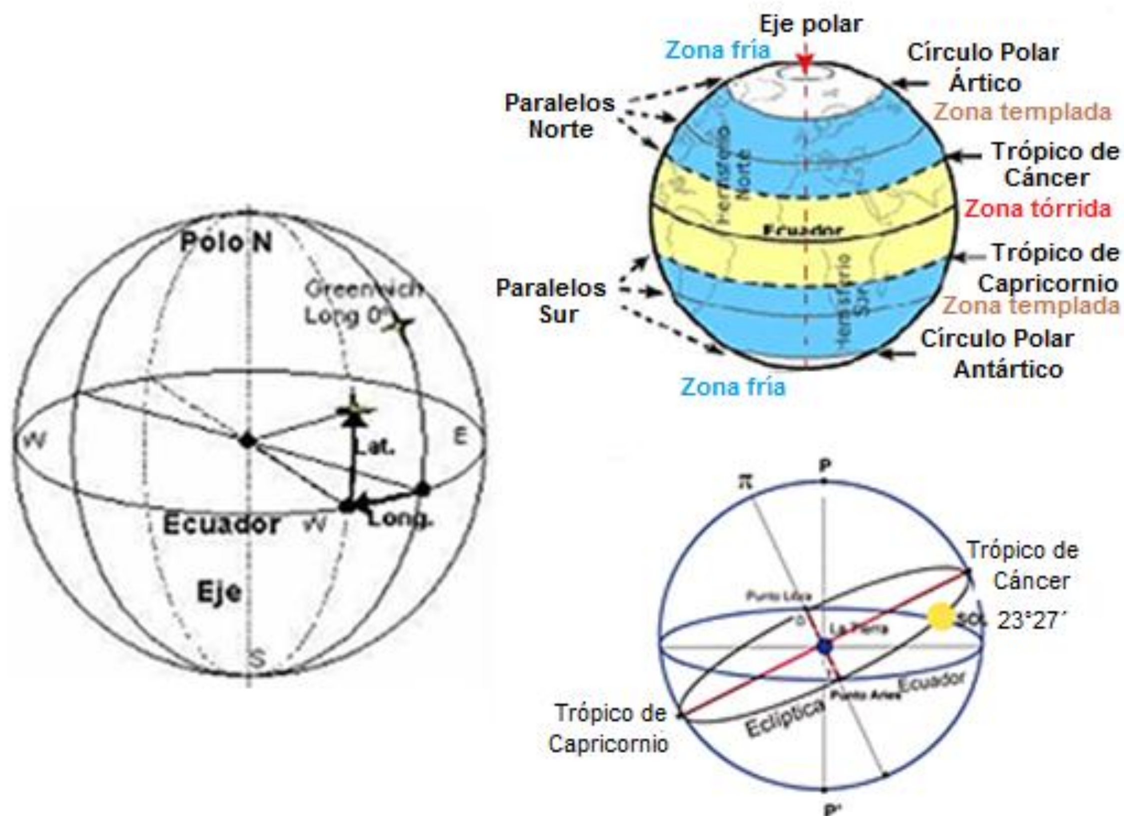


Figura 1. 4 Zonas y movimiento planetario

1.8.1 Distancia Sol-Tierra

El Sol se encuentra a una distancia de $1.496*10^8$Km o lo que equivale a 1AU (Distancia astronómica).

El Sol se encuentra a una temperatura aproximada de 5.778° K, en donde se produce reacciones de fusión de átomos de Hidrogeno, teniendo apariencia de una esfera gaseosa.

La distancia mínima Sol–Tierra se la conoce con el nombre de PERIHELIO, mientras que cuando la Tierra se encuentra lo más alejada del Sol se denomina como AFELIO (6 de julio, distancia más lejana)

1.8.2 Estaciones

El plano en el que se mueve la Tierra en su movimiento de traslación alrededor del Sol, se denomina Eclíptica; se define también la Eclíptica, como el lugar geométrico de las posiciones que el Sol en su movimiento aparente alrededor de la Tierra recorre en un año. Debido a este movimiento existen las estaciones y las diferencias en la duración de los días.

Las cuatro estaciones que tiene nuestro planeta comienzan con los Solsticios y Equinoccios; para el caso del hemisferio sur, en donde está ubicado el Ecuador:

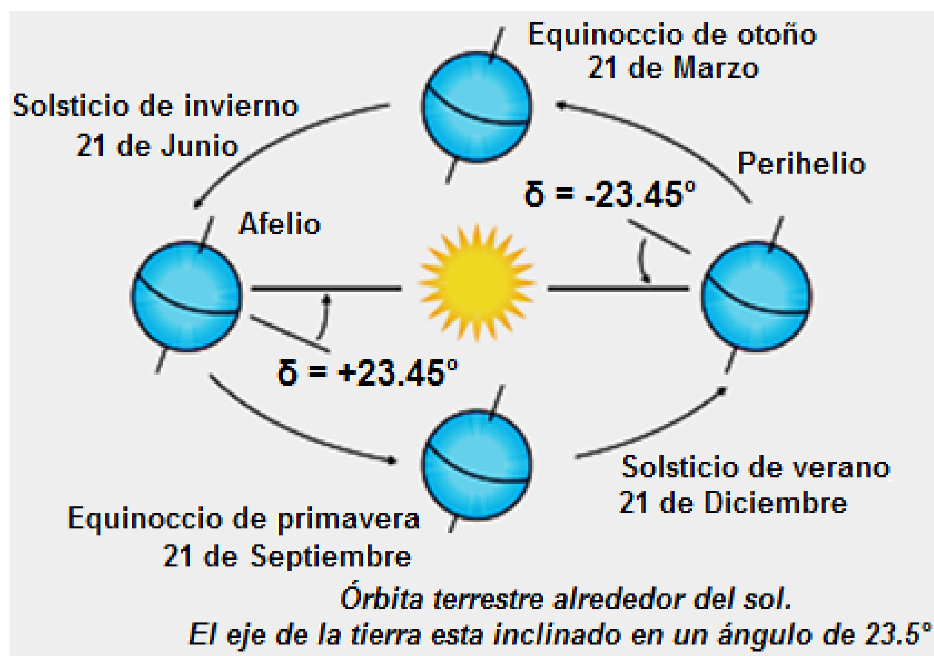


Figura 1. 5 Estaciones del año

- El otoño empieza cuando el Sol se encuentra en el Equinoccio de otoño, 21 de marzo.
- El invierno empieza en el Solsticio de invierno, 21 de junio.
- La primavera empieza en el Equinoccio de primavera, 21 de Septiembre.
- El verano empieza en el Solsticio de verano, 21 de Diciembre.

El valor de la declinación, en los Solsticios tanto de verano como el de invierno coinciden con el ángulo de inclinación del eje de rotación de la Tierra respecto a su órbita.

En el Solsticio de Verano se tiene la máxima duración del día, mientras que en Solsticio de Invierno la mínima.



En los Equinoccios tanto de Otoño como de Primavera, tenemos una igual duración del día.

1.8.3 Líneas y círculos imaginarios

1.8.3.1 Líneas imaginarias

- El eje terrestre.- Es la línea imaginaria sobre la cual rota la Tierra y la atraviesa polo a polo cruzando por el centro del planeta.

- El ecuador.- Es el círculo máximo del eje terrestre que divide a la Tierra en dos hemisferios: norte y sur. El ecuador es denominado también paralelo cero.

- Los paralelos.- Son líneas en las zonas paralelas al ecuador. Sirven para expresar la Latitud terrestre. Los paralelos principales son el ecuador (0º), el Trópico de Cáncer (23º 27´; +), el Trópico de Capricornio (23º 27´; -) y los círculos polares Ártico y Antártico (66º 33´).

- Los meridianos.- Son semicircunferencias que comienzan y terminan en los polos, es decir tienen orientación norte – sur; El meridiano cero grados es el de Greenwich, dividiendo el planeta en los hemisferios: Occidental u Oeste (-) y Oriental o Este (+).

1.8.3.2 Círculos imaginarios

- Los Trópicos: Son paralelos situados a 23º y 27´ al norte y sur del ecuador. El del norte recibe la denominación de trópico de Cáncer, y el del sur trópico de Capricornio.

- Los Círculos Polares: Son paralelos situados a 66º y 33´ de Latitud norte y sur. Sus nombres son Ártico, el del norte y Antártico el del sur.

1.8.4 Parámetros y ángulos en la posición Sol - superficie terrestre

Como se mencionó anteriormente, la Tierra experimenta movimientos de traslación (vuelta elíptica con período de un año alrededor del Sol) y rotación (giro de la Tierra en su eje en un período de 24 horas) y, la declinación (inclinación de la Tierra).

Para expresar la posición del Sol respecto a un punto de la superficie terrestre el sistema horizontal es el uno de los más utilizados, este sistema se basa en una esfera imaginaria llamada Esfera o Bóveda Celeste, la cual describe una dirección del cielo vista desde la Tierra haciendo como centro el punto de observación o punto

de referencia, con lo que se obtiene para cada punto de la Tierra una Bóveda diferente.

El punto más alto de la Bóveda se llama Zenit, y es la línea recta que se levanta sobre la cabeza del observador, mientras que el nadir es su opuesto.

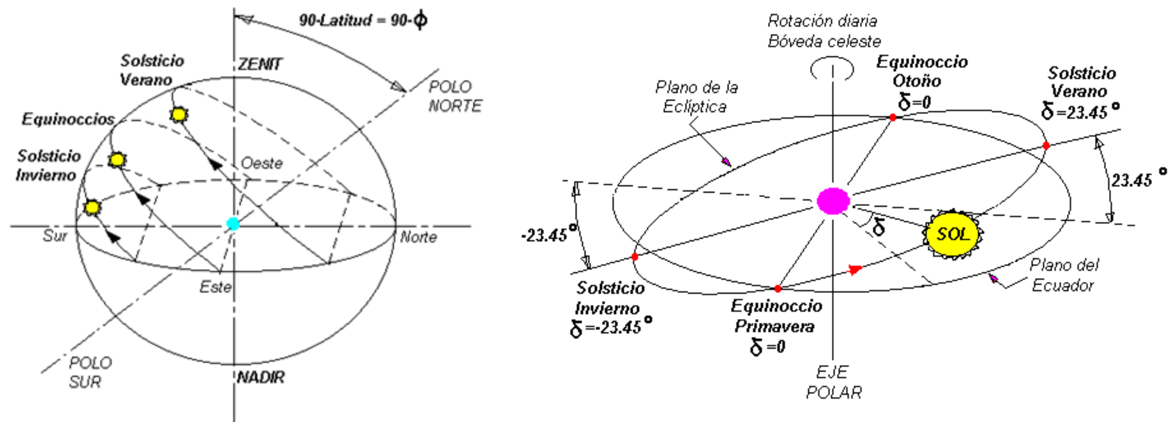


Figura 1. 6 Bóveda celeste y trayectorias solares sobre ella, en los días de solsticios y Equinoccios; y eclíptica

1.8.5 Posición del Sol

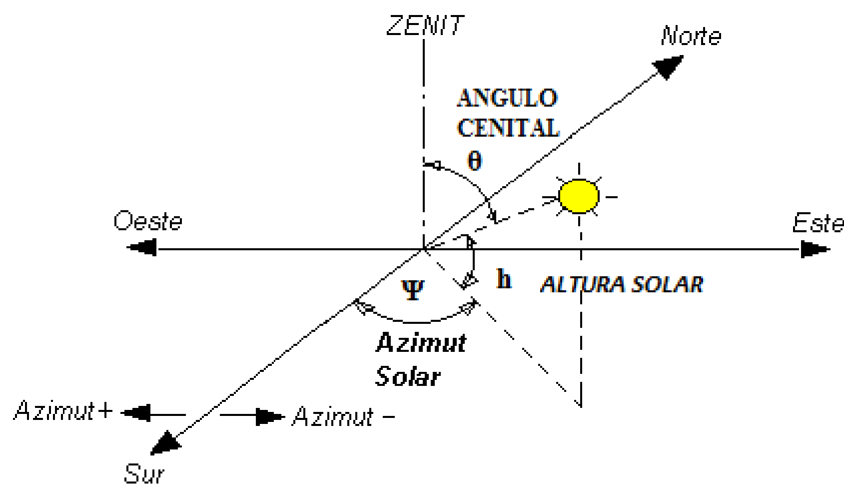


Figura 1. 7 Posición del Sol

- Azimut solar (ψ)

La azimut solar es el ángulo formado por los meridianos y el punto del lugar, en otras palabras es el ángulo formado entre la proyección del Sol sobre el horizonte y el Sur.

- Altura solar (h)

A la altura solar se la define como el ángulo, en un plano vertical, entre los rayos del Sol y la proyección de los mismos en un plano horizontal.

- Angulo cenital (θ)

Este ángulo es el complementario de la altura solar. Es el ángulo formado entre los rayos del Sol y la normal al plano horizontal,

Por lo tanto debe cumplirse:

$$\theta + h = 90^{\circ}$$

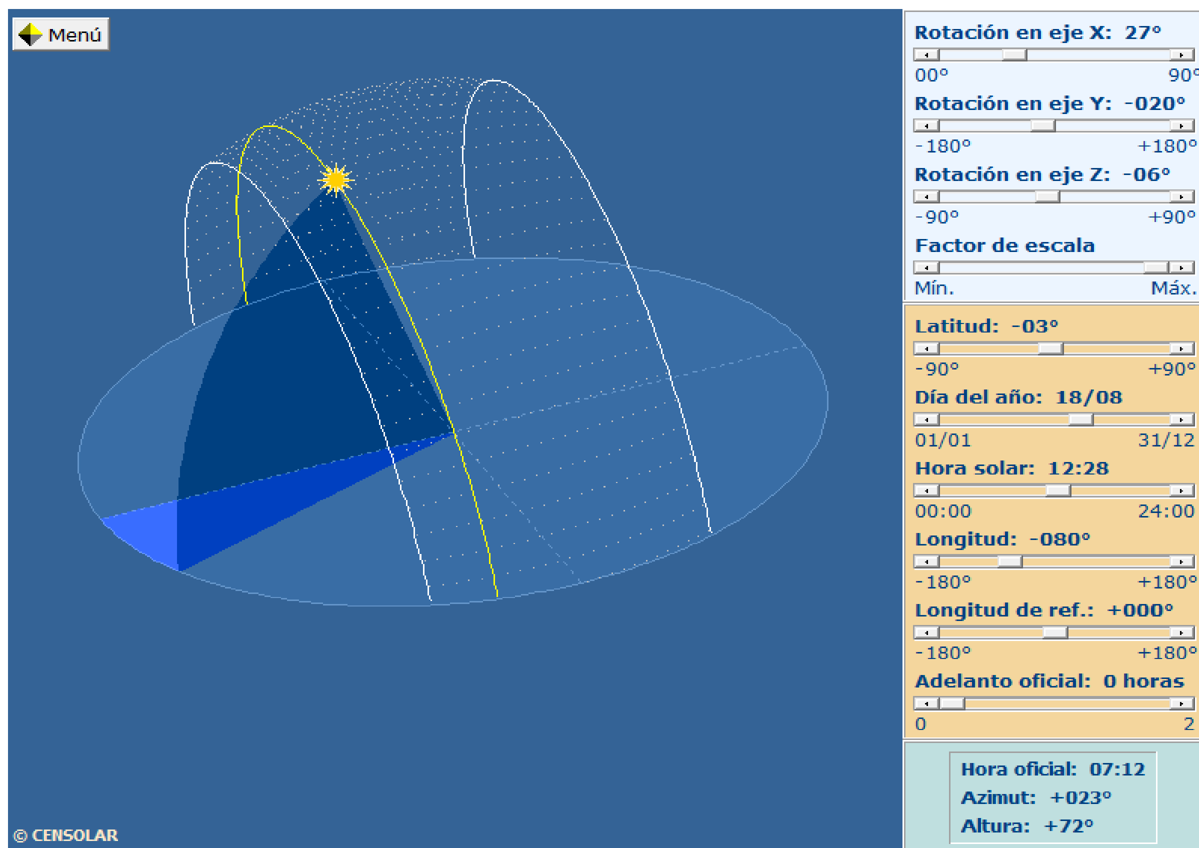


Figura 1. 8 Azimut y altura solar (Programa CENSOL 5.0)

1.8.6 Angulo de incidencia de radiación solar (A)

Es el ángulo formado por la línea que se forma entre la radiación directa del Sol sobre la superficie captadora, y la perpendicular al captador.

Para tener una mejor captación de energía los receptores solares trabajan mejor con una inclinación y un azimut.

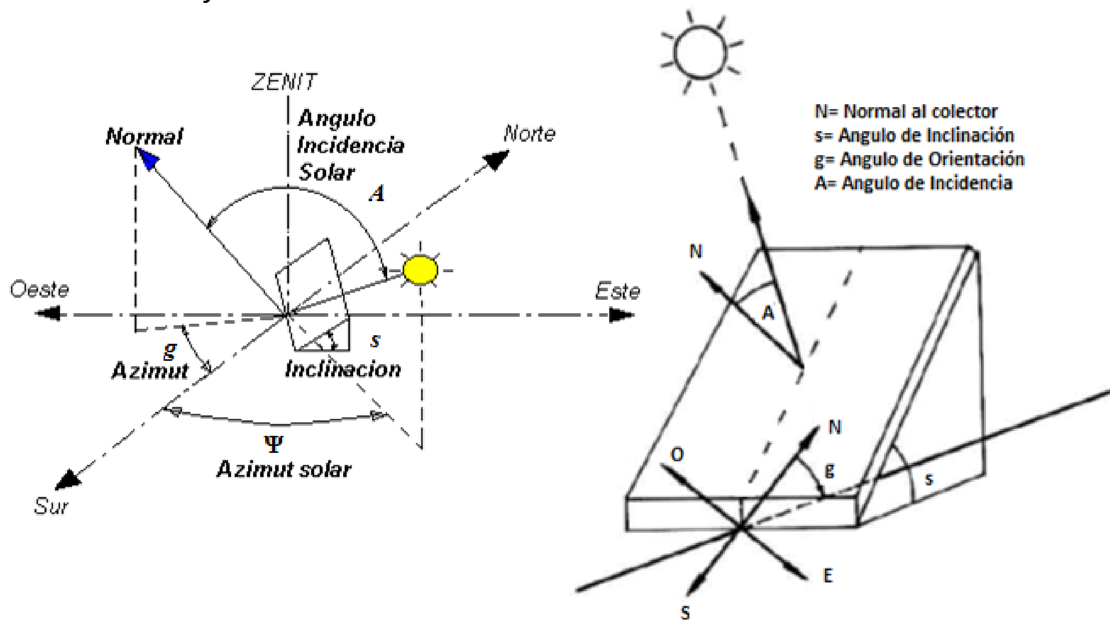


Figura 1. 9 Angulo de incidencia

Para encontrar el ángulo de incidencia para un captador de energía solar se deben considerar los siguientes parámetros:

- Latitud geográfica (L).
- Declinación geográfica (δ).
- Inclinación (s).
- Orientación (g).
- Angulo horario (ω).

Entonces tomando éstos parámetros se tiene la siguiente expresión:

$$A = cos^{-1}(sen(\delta) * sen(L) * \cos(s) - sen(\delta) * \cos(L) * sen(s) * \cos(g) + \cos(\delta) * \cos(L) * \cos(s) * \cos(w) + cos(\delta) * sen(L) * sen(s) * \cos(w) * \cos(g) + \cos(\delta) * sen(s) * sen(g) * sen(w)) \quad (^{\circ})$$

(**Ecuación 1. 3**)

Pero si tenemos la orientación hacia el sur, es decir, g=0°, el ángulo de incidencia nos queda:

$$A = cos^{-1}(cos(L - s) * \cos(\delta) * \cos(w) + sen(L - s) * sen(\delta)) \quad (^{\circ})$$ (**Ecuación 1. 4**)

1.8.6.1 Latitud (L)

Si la Tierra es cortada por la línea ecuatorial, se consigue la división de dos hemisferios, uno, el Hemisferio Norte, positivo; el otro, el Hemisferio Sur, negativo.

Al situar un punto en el planeta, y al referirla con el centro de la línea ecuatorial, se obtiene un ángulo, la cual es la denominada Latitud, la cual generalmente en los planos se la representa con las líneas horizontales paralelas.

En la línea ecuador tenemos una Latitud de 0° y en los polos Latitudes de 90°.

1.8.6.2 Declinación solar (δ)

La declinación se la define como el ángulo formado entre el rayo solar y el plano ecuador en cada época del año. Entonces tenemos en los Solsticios de ±23.45° y se anula en los Equinoccios.

La declinación solar puede calcularse con la fórmula de Cooper:

$$\delta = 23.45 * sen\left(360 * \frac{284+n}{365}\right)\ (°) \qquad \text{(Ecuación 1. 5)}$$

Donde n es el día del año.

Al aplicar la formula se puede constatar que, alcanza un valor máximo positivo el 22 de junio, un máximo negativo el 22 de diciembre, y que se anulan el 22 de marzo y 23 de septiembre.

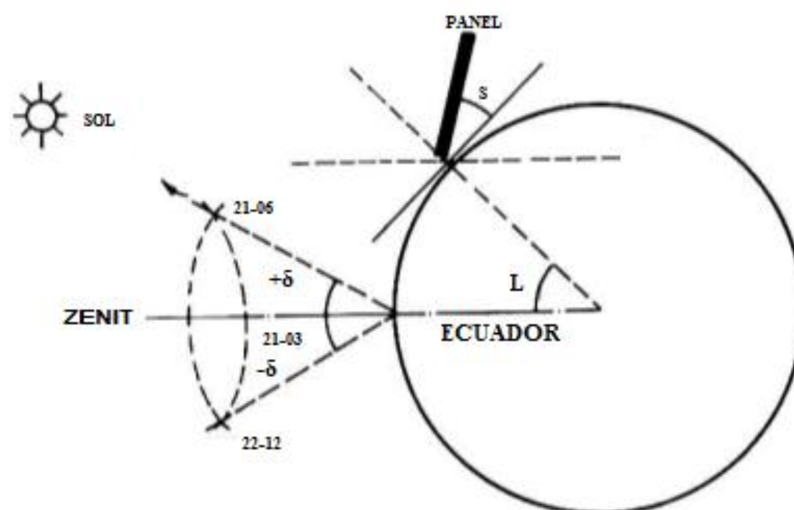


Figura 1. 10 Angulo de declinación

1.8.6.3 Inclinación (s)

Es el ángulo formado por el colector y la horizontal del terreno, de manera que el ángulo que se forma está entre 0° a 90°.

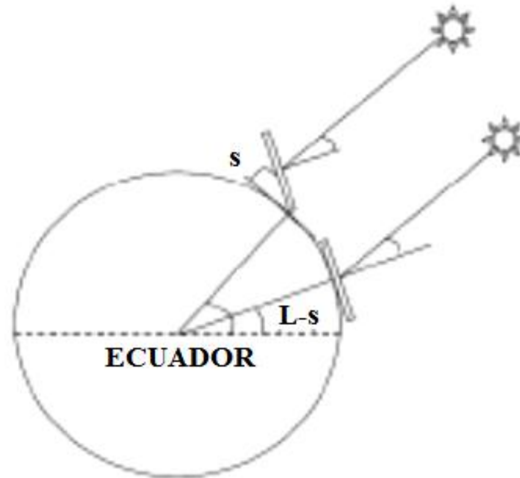


Figura 1. 11 Superficie inclinada

1.8.6.4 Orientación o Azimut del panel (g)

Este ángulo es el formado por el plano perpendicular al colector con la dirección de la meridiana del lugar. Su valor es constante.

Para hallar su origen se considera lo siguiente:

- Si se encuentra en el Hemisferio Norte, lo toma hacia el Sur.
- La orientación puede tener cualquier valor (Norte, Sur, Este, Oeste, o valores intermedios).
- Si utilizamos una brújula, debemos considerar la declinación magnética, el cual es el ángulo formado por el norte verdadero y el norte magnético.
- Al este se toman grados negativos.

1.8.6.5 Angulo horario (ω)

Este ángulo es respecto al mediodía solar, es la relación que existe entre los 360° sexagesimales para las 24 horas del día, dando 15°, su unidad son las horas solares (ω).

$$w = \frac{15^\circ}{hora}$$



Por ejemplo 1 hora será 15°, por lo tanto 4 minutos será 1°.

Este ángulo:

- Por la mañana es positivo.
- Al mediodía es 0,
- Por la tarde es negativo.

Se debe distinguir la hora solar con la hora oficial, existiendo la siguiente relación:

$$\textit{Tiempo solar} = \textit{Tiempo oficial} - \textit{horas avanzadas} + 4 * (\textit{Longitud estándar} - \textit{Longitud del Lugar}) + E$$

(Ecuación 1. 6)

Donde la longitud estándar es la correspondiente al meridiano de Greenwich, con valores positivos hacia el Oeste, y negativos hacia el Este.

$$E = 9.87 * sen(2 * B) - 7.53 * cos(2 * B) - 1.5 * senB$$ (Ecuación 1. 7)

$$B = \frac{360}{364}(n - 81)$$ (Ecuación 1. 8)

Donde n es el número del día del año.

1.8.7 Sombreamiento

Cuando manejamos paneles solares, en ciertas aplicaciones o circunstancias se presentan sombras en ciertas horas del día.

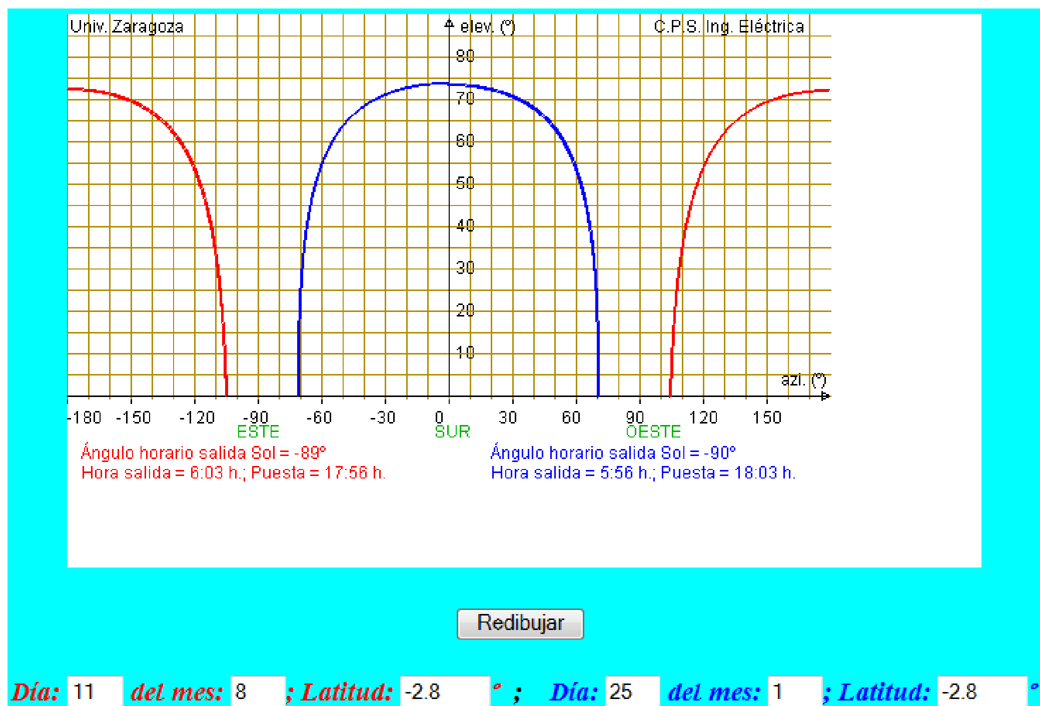
Para evitar o conocer a las posibles sombras que pueden presentarse, utilizamos los denominados Mapas de Trayectorias los cuales se refieren al Sol frente al Azimut.

Entonces con ayuda, puede ser de un teodolito, podemos encontrar el horizonte local, y con ello los ángulos de elevación (altura solar) y azimut de los obstáculos que pueden provocar sombras a los paneles.

Si se superpone el mapa de trayectorias y el horizonte local, obtenemos las horas en las que habrá sombreamiento o la irradiación directa en el panel fotovoltaico no se da, todo esto en función de la Latitud del lugar en que encuentre, es decir, para cada Latitud se consigue un mapa distinto.

DECLINACION Y ALTURA SOLAR			
		LATITUD CUENCA	-2,8°
MES	DIA DEL AÑO	DECLINACION SOLAR (°)	ALTURA SOLAR CUENCA (°)
ENERO	17	-20,92	113,72
FEBRERO	47	-12,95	102,95
MARZO	75	-2,42	92,42
ABRIL	105	9,41	80,59
MAYO	135	18,79	71,21
JUNIO	162	23,09	66,91
JULIO	198	21,18	68,82
AGOSTO	228	13,45	76,55
SEPTIEMBRE	258	2,22	87,78
OCTUBRE	288	-9,60	99,60
NOVIEMBRE	318	-18,91	108,91
DICIEMBRE	344	-23,05	113,05

Tabla 1. 3 Declinación y altura solar para Cuenca
Fuente: Propia



Gráfica 1. 6 Mapa de la trayectoria solar
Fuente: Programa Universidad de Zaragoza

Para realizar la gráfica 1.6, se toma en consideración las siguientes ecuaciones:

- Declinación solar:

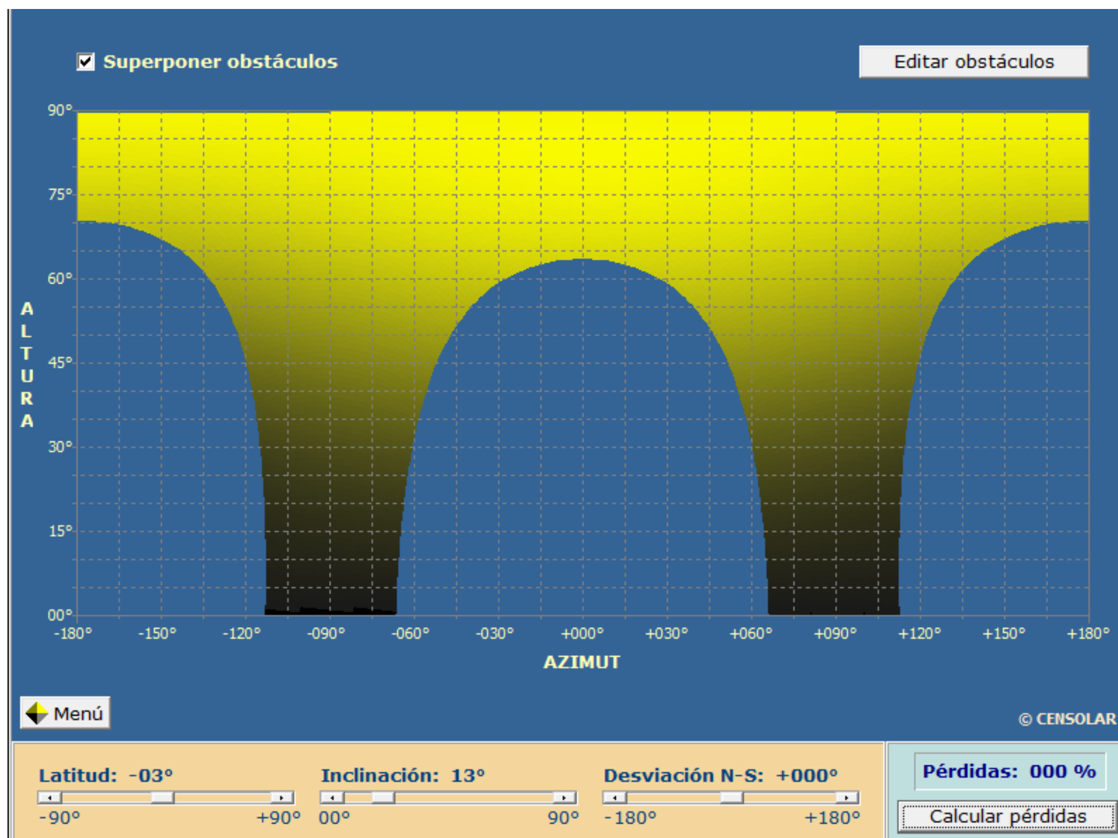
$$\delta = 23.45 * sen\left(360 * \frac{284+n}{365}\right) \quad [°] \qquad \text{(Ecuación 1. 9)}$$

- Altura solar:

$$\gamma s = arcsen\,(sen\delta \cdot senL + cos\delta \cdot cosL \cdot cosw)\;[°] \qquad \text{(Ecuación 1. 10)}$$

- Azimut del Sol:

$$\psi s = arccos\left(\frac{sen\gamma s \cdot senL - sen\delta}{cos\gamma s \cdot cos\phi}\right);\ Si\ w < 0, entonces\ \psi s = -\psi s\ \ [°] \qquad \text{(Ecuación 1. 11)}$$



Gráfica 1. 7 Pérdidas por sombreado
Fuente: Programa CENSOL 5.0

1.8.8 Angulo de salida del Sol (ws)

Este ángulo puede obtenerse a partir de la altura solar

$$ws = -\cos^{-1}(-tg(\delta) \cdot tg(L)) \qquad \text{(Ecuación 1. 12)}$$

Siendo siempre negativo antes del mediodía.

- El ángulo de puesta del Sol**,** será igual a ***–ws.***

- La duración del día (So) será:

$$So = 2 * (-ws) \qquad \text{(Ecuación 1. 13)}$$

Esto trabajando en grados.

Con la restricción en los círculos polares, o en Latitudes mayores a 66.5°, se tienen días en los que no salga el Sol o no exista noche, en éste caso $ws = 0$ y So es 0 o 24horas.

En la figura 1.12 se puede observar un ejemplo claro para el día 11 de junio, en el cual las 24 horas es de completa obscuridad en la zona Antártica y 24 horas de Sol para la zona Ártica.

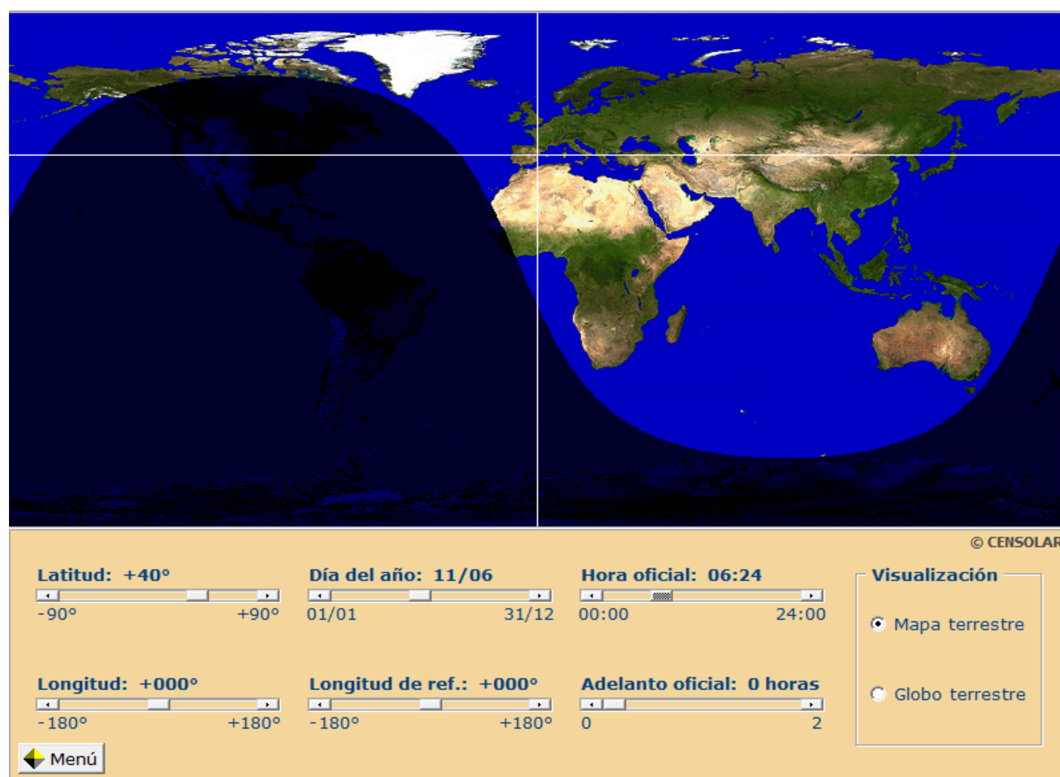


Figura 1. 12 Iluminación de la Tierra
Fuente: Programa CENSOL 5.0

En horas se tiene:

- La hora del Amanecer (Ham), será:

$$Ham = 12 + ws/15 \qquad \text{(Ecuación 1. 14)}$$



- La hora del atardecer u ocaso (Hoc), será:

$$Hoc = 12 - ws/15 \qquad \text{(Ecuación 1. 15)}$$

- La duración del día (So), será:

$$So = Ham - Hoc = 2 * (-ws)/15 \qquad \text{(Ecuación 1. 16)}$$

- En caso de superficie inclinada, orientada al Sur, el ángulo de comienzo de exposición solar (*wss*), será:

$$wss = max\left(ws, -cos^{-1}(-tg(\delta) \cdot tg(L - s))\right) \qquad \text{(Ecuación 1. 17)}$$

$$Ham = 12 + wss/15$$

$$Hoc = 12 - wss/15$$

$$So = Ham - Hoc = 2 * (-wss)/15$$

1.9 Radiación solar

Se conoce como radiación a la transferencia de energía en forma de ondas electromagnéticas a través del vacío o de un medio físico.

Por tanto la radiación solar es el conjunto de ondas electromagnéticas emitidas por el Sol hacia el espacio. Analizando el espectro electromagnético, la radiación solar abarca el límite entre las ondas ultravioleta hasta las ondas infrarrojo.

Para entender con mayor facilidad este tema, es necesario recalcar los conceptos fundamentales y sus unidades de medida:

- Irradiancia solar.- Es la energía incidente por unidad de tiempo (potencia) sobre la unidad de superficie; por lo cual su unidad es W/m^2 .

- La Radiación solar.- Conocida también con el nombre de irradiación, es la energía incidente sobre la unidad de superficie. Por tanto su unidad es el J/m^2.

  Si la irradiancia solar se la integra durante un cierto período de tiempo, se puede expresar a la radiación solar como $^{Wh}/_{m^2}$.

- Insolación.- Es la cantidad total de radicación solar (directa y reflejada) que se recibe en un punto determinado del planeta, sobre una superficie de 1 m^2, para un determinado ángulo de inclinación, entre la superficie colectora y la horizontal del lugar.

1.9.1 Factores de Radiación solar

La radiación solar que llega a la superficie terrestre es muy variada debido a diversos factores que la atmósfera terrestre causa en ella y a efectos astronómicos esencialmente relacionados por la geometría de la Tierra con el Sol.

Por tanto se puede diferenciar claramente estos dos factores esenciales para explicar su variabilidad:

1.9.1.1 Factores climáticos

En la atmósfera la radiación se ve afectada por la absorción y dispersión de la misma a consecuencia de su estructura y de la variabilidad de agentes que en ella se encuentran, tales como la nubosidad o la polución.

Los factores climáticos los definimos de la siguiente manera:

a) Radiación Directa.- Radiación procedente del Sol, llegando a la Tierra en línea directa del mismo.

b) Radiación Difusa.- Radiación procedente de la atmósfera, a consecuencia de los procesos de reflexión, difracción, dispersión y absorción originadas por los agentes que conforman la atmósfera terrestre.

c) Radiación Reflejada.- Procede de la reflexión de la radiación incidente sobre el entorno.

Al cociente entre la radiación reflejada y el incidente en la superficie de la Tierra se le llama albedo.

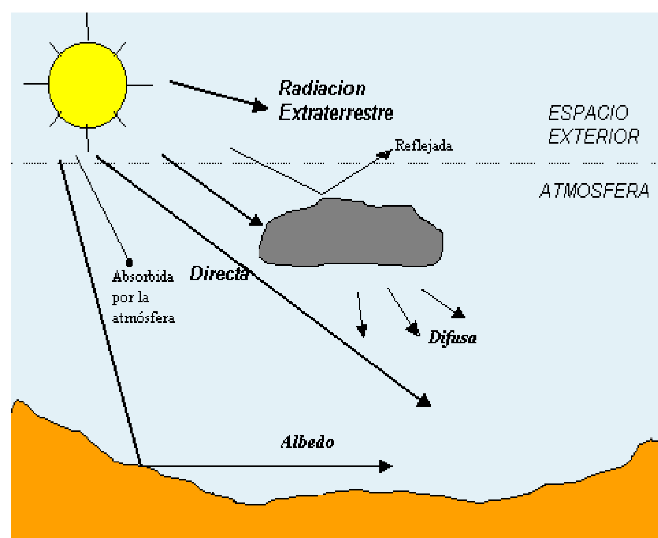


Figura 1. 13 Radiación solar



1.9.1.2 Factores astronómicos

Son factores que dependen directamente de la geometría entre el Sol y la Tierra, por tanto una función directa de las coordenadas geográficas de un punto específico, tales como la Latitud y la longitud. Determinan el trayecto de la radiación y el ángulo de incidencia de los rayos solares.

En el siguiente cuadro se muestra la distribución total de la radiación proveniente del Sol:

Radiación Solar Reflejada	Porcentaje
Reflejada (indirectamente) por materiales terrestres	10%
Reflejada (directamente) por las nubes	24%
TOTAL	**34%**

Radiación Solar Absorbida	Porcentaje
Por la atmósfera	16%
Por las nubes	2%
Por Ozono y otros gases	1%
TOTAL	**19%**

Radiación Solar Recibida	Porcentaje
Directa	26%
Indirecta	11%
Difusa	14%
Pérdidas por Reflexión	4%
TOTAL	**47%**

Tabla 1. 4 Distribución de la Radiación solar
Fuente: Nestor Sanz B, "La Radiación solar"

Como se puede observar, la Tierra absorbe un 19% de la radiación y recibe un 47% de forma directa. Finalmente estos dos porcentajes de radiación serán devueltos al espacio exterior, y de esta manera hacer posible el balance energético en nuestro planeta.[6]

[6] Nestor Sanz B, "La Radiación Solar"



1.9.2 Valores de Irradiancia solar

1.9.2.1 Constante solar

Conociendo que el Sol es un cuerpo que emite radiación y que su superficie se encuentra a una temperatura elevada, la radiación se ve influenciada directamente por la ley de Stefan-Boltzman, la cual relaciona la radiación emitida por un cuerpo en función de su temperatura. Esta ley se indica con la siguiente expresión:

$$\boldsymbol{M = \sigma T^4} \qquad \text{(Ecuación 1. 18)}$$

En donde:

M: Densidad total de flujo radiante emitida por cuerpo en (W/m^2).
σ: Constante de Stefan-Boltzman $\sigma = 5{,}67x10^{-8}(W/(m^2k^4))$.
T^4: Temperatura del cuerpo en (K).

Mediante esta ley, es posible determinar la radiación solar que llega a la Tierra, considerando un área de $1m^2$.

Se cuenta con los siguientes datos:

Radio del Sol: $r_s = 695500Km$
Distancia Sol-Tierra: $d_{s-t} = 149597870\ Km$
Temperatura en la superficie del Sol: 5780 °K.

Por tanto:
$M_{sol} = 5{,}67x10^{-8}[W/(m^2k^4)] * 5780^4\ k^4$
$M_{Sol} = 63{,}28\ MW/m^2$

Por la ley de la conservación de la energía, la radiación en la superficie del Sol es igual a la radiación en la órbita de la Tierra; por tanto:

$$\boldsymbol{M_{Sol} * A_{Sol} = M_{Tierra} * A_{Sol-Tierra}}$$

Despejando tenemos:

$$\boldsymbol{M_{Tierra} = \frac{M_{Sol} * \pi * r_s^2}{\pi * d_{s-t}^2}}$$

Reemplazando valores nos da el siguiente resultado:

$$M_{Tierra} = \frac{63{,}28x10^6[W/m^2] * (695{,}5x10^6[m])^2}{(149{,}6x10^9[m])^2}$$

$$M_{Tierra} = C_s = 1367 \quad (W/m^2)$$

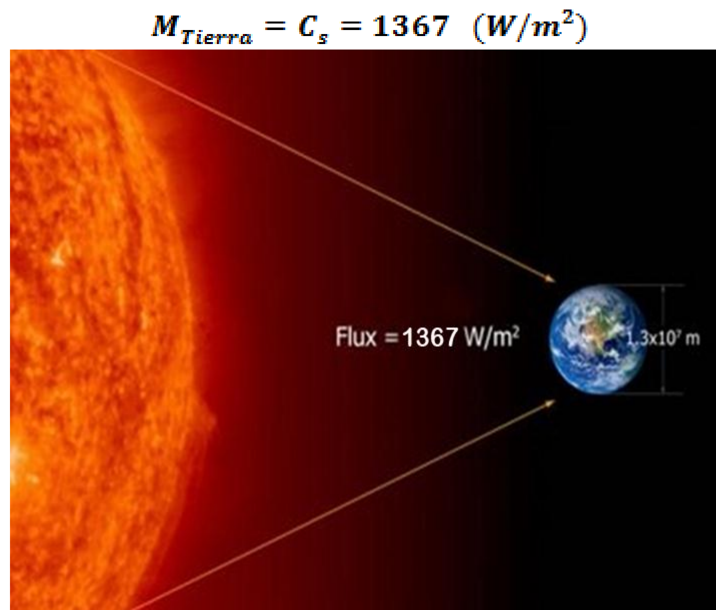


Figura 1. 14 Constante solar

A este valor se lo conoce con el nombre de *constante solar* "C_s", la cual es la irradiancia proveniente del Sol que incide sobre la unidad de superficie expuesta perpendicularmente a los rayos solares fuera de la atmósfera terrestre. Este valor es muy utilizado para el cálculo de radiación en cualquier sistema de generación fotovoltaica o termo solar.

Este valor alcanza un máximo de $1395\ [W/m^2]$ en el Perihelio, y un valor mínimo de $1308\ [W/m^2]$ en el Afelio.

1.9.2.2 Irradiancia extraterrestre sobre una superficie perpendicular β_o

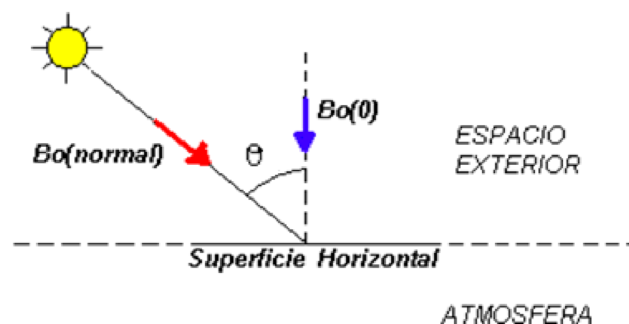


Figura 1. 15 Irradiancia sobre superficie perpendicular B (normal) y sobre una superficie horizontal B(0)

Utilizamos el valor de la constante solar para realizar el cálculo.



$$\beta_o(normal) = C_s \left(\frac{D_o}{D}\right)^2 [W/m^2]$$ (Ecuación 1. 19)

Donde:

D: Es la distancia Sol-Tierra en un momento dado.
Do: Valor medio de la distancia Sol-Tierra (1 U.A.= 149597870 Km.).

Para cálculos de gran precisión utilizamos las siguientes relaciones:

$$\left(\frac{D_o}{D}\right)^2 = \varepsilon$$

En donde ε se le conoce con el nombre de factor de corrección de excentricidad:

$$\varepsilon = 1,00011 + 0,034221\, cos(A) + 0,00128\, sen(A) + 0,000719\, cos(2A) + 0,000077\, sen(2A)$$

(Ecuación 1. 20)

En donde:

$$A = 2\pi * \left(\frac{d_n - 1}{365}\right) [rad]$$ (Ecuación 1. 21)

Siendo d_n el número del día del año.

1.9.2.3 Irradiancia extraterrestre sobre una superficie horizontal $\beta_o(0)$

Se toma en cuenta consideraciones geométricas:

$$\beta_o(0) = \beta_0(normal) * cos(\theta) = C_s \varepsilon cos(\theta)$$ (Ecuación 1. 22)

En donde θ es la distancia zenital del Sol.

1.9.3 Hora solar pico

Conocida con las siglas H.S.P. nos sirve para poder evaluar la energía que un panel solar puede producir cada día.

Es un concepto teórico, para definir una equivalencia entre la cantidad de horas diarias que recibe el panel (correspondiente a su inclinación) con una radiación de 1.000 W/m^2 y la radiación total diaria que recibe el mismo.

Este concepto se lo representa con la siguiente ecuación:



$$HSP_{\beta} = \frac{R_{\beta}}{I_{\beta}} \qquad \text{(Ecuación 1. 23)}$$

En donde:

HSP_{β}: Son las horas solar pico para una inclinación β
R_{β}: Es la radiación media diaria en (KWh/m^2) día para una inclinación β
I_{β}: Constante igual a 1 KW/m^2

1.9.4 Medición de la radiación solar

Existen diversos métodos para el cálculo de la radiación solar; en algunos casos el dato es entregado en forma de irradiancia, y en otros casos en forma de irradiación.

- Piranómetro.- Este equipo mide la irradiancia global; su principio de funcionamiento se basa en dos sensores de temperatura, en los cuales uno de ellos se encuentra libremente expuesto a la radiación solar en un plato de absorción negro, y el segundo sensor se encuentra protegido de la misma. Estando los dos sensores a iguales condiciones, exceptuando la exposición directa a la radiación; la diferencia de temperatura entre ellos es directamente proporcional a la irradiancia, por lo cual se obtiene la medición deseada.

- Piroheliómetro.- Es un instrumento que posee un sistema automático de seguimiento solar; el cual se enfoca directamente a él y mide exclusivamente la radiación directa y la de su alrededor.

- Celda Fotoeléctrica.- Esta celda ocupa su principio elemental para generar una corriente eléctrica. Este equipo únicamente mide la radiación global, pero su precisión no es muy eficiente.

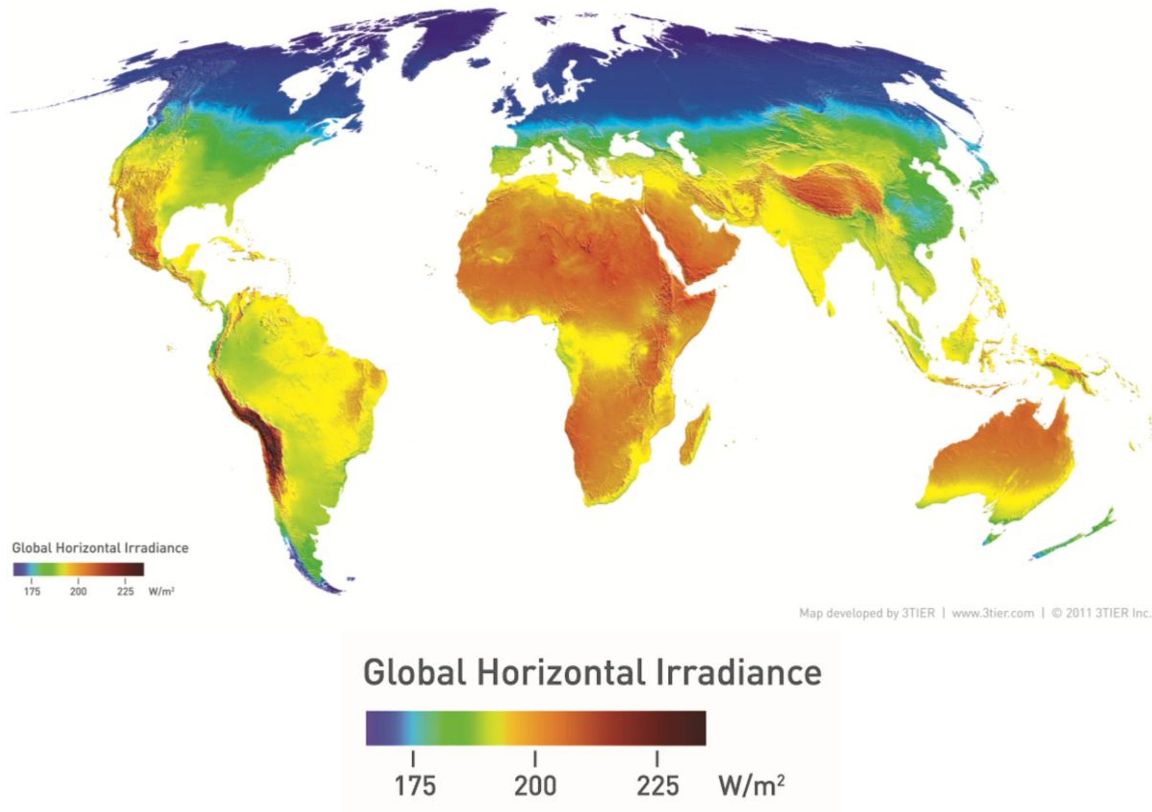
1.9.5 Radiación solar en el mundo

De forma general, es razonable imaginar que la distribución global de la irradiación en el planeta no es uniforme, siendo más intensa en la zona ecuatorial.

Sin embargo, la realidad es muy distinta a ello, y debido a las razones anteriormente indicadas, como la inclinación de la Tierra, y los componentes de la atmósfera incluyendo a la polución y a las nubes; la radiación solar tiene un comportamiento muy poco equitativo inclusive en zonas donde la Latitud es igual en extremos opuestos del planeta.

La empresa 3TIER dedicada al área de las energías renovables, cuenta con sistemas satelitales para la toma de mediciones y pronosticar el comportamiento de las condiciones meteorológicas en cualquier zona de Tierra. A continuación se indica una muestra satelital indicando la irradiancia global en el planeta actualizada en el año 2011.


Global Mean Solar Irradiance

Global Horizontal Irradiance
175 200 225 W/m²

Figura 1. 16 Irradiancia solar Global
Fuente: 3TIER: http://www.3tier.com/en/support/resource-maps/

1.9.6 Radiación solar en la República del Ecuador

La radiación solar en Ecuador se ve directamente afectada por la cantidad de nubosidad existente; razón por la cual, los niveles de irradiación son inferiores a los que era de esperar.

De igual manera la diferencia de Latitud entre una zona y otra contribuye para la irregularidad de la distribución global sobre nuestro territorio.

El Consejo Nacional de Electricidad en el año 2008 publicó el “Atlas solar del Ecuador” con fines de generación eléctrica, en el cual nos muestra resultados de la radiación solar directa, difusa y global con variaciones por cada mes del año.
Sin embargo y lamentablemente; este Atlas carece de tablas con valores numéricos para una mayor facilidad en la interpretación de datos.

En la siguiente figura se muestra el índice global de irradiación de un año completo:

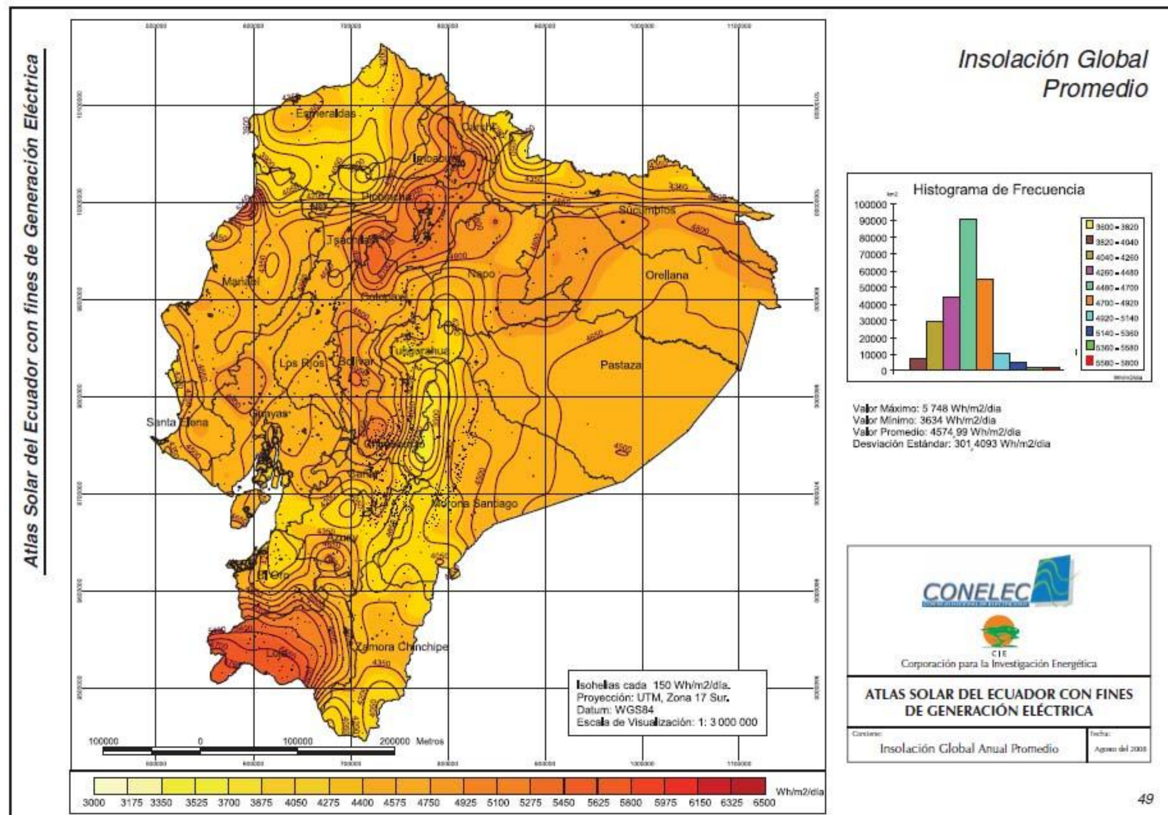


Figura 1. 17 Irradiación solar Global del Ecuador
Fuente: CONELEC http://www.conelec.gob.ec/contenido.php?cd=1792

Existen programas de investigación en el área de la energía solar en todo el mundo. Tal es el caso del instituto de energía solar de la Universidad de Massachusetts en donde por medio de sensores satelitales han logrado crear una base de datos confiables para cada región de nuestro país.

Los datos para diferentes zonas del Ecuador se encuentran en el **ANEXO 1**



CAPITULO 2

ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

2.1 Antecedentes

El principio fotoeléctrico es un tema que se ha fortalecido en los últimos 30 años debido al avance científico y al interés en su aplicación a las energías renovables; sin embargo el efecto fotovoltaico es un principio físico descubierto en el año de 1839 por el francés Edmund Bacquerel; pero no fue hasta después de 48 años cuando Heinrich Hertz hizo las primeras observaciones a detalle y la descripción experimental de tal principio. En el año de 1887 Hertz fabricó la primera celda fotovoltaica, la cual convertía la luz en electricidad con apenas el 1% de eficiencia.

A pesar de haberse publicado varios artículos con investigaciones en el campo, nunca hubo una explicación física del fenómeno hasta el año de 1905 cuando Albert Einstein expone una demostración puramente matemática para el efecto fotoeléctrico en la cual predecía que la energía con la cual los electrones escapaban de un material aumenta linealmente con la frecuencia de la luz incidente. Artículo que llevó a Einstein a ser acreedor del Premio Nobel de la Física en el año de 1921.

A la fecha el principio fotovoltaico se encuentra en pleno auge de su crecimiento y desarrollo, en el cual alrededor del mundo día a día se buscan nuevas técnicas para incrementar su eficiencia y reducir sus costos para cada vez acercarnos más a esta alternativa energética utilizando como fuente primaria a la energía electromagnética proveniente del sol.

2.2 El principio fotoeléctrico

El concepto de energía fotovoltaica se atribuye a la aparición de una corriente eléctrica en algunos materiales cuando éstos se encuentran iluminados por radiación electromagnética sin que sea necesario un efecto mecánico o físico en él. El principio fundamental se basa en la absorción de fotones que inciden en un determinado material entregando una cantidad suficiente de energía para que los electrones adquieran movimiento, y por ende una corriente eléctrica.

El Silicio (Si) es un elemento químico que posee 14 electrones; siendo 4 de ellos electrones de valencia (los electrones de valencia son aquellos que se encuentran en el más alto nivel de energía del átomo, siendo los responsables de la interacción entre otros átomos de la misma u otra especie); por tanto un cristal químicamente puro de silicio está unido de forma covalente con otros 4 átomos; y por tanto no existirá electrones libres en él.

En la realidad se puede agregar ciertas impurezas a un cristal de silicio sustituyendo uno de sus átomos por otro de diferente naturaleza. Si este hecho se da al introducir un átomo de Fósforo (P) (elemento con 5 electrones de valencia); el cristal a formar usará 4 de ellos para la unión covalente, quedándonos un electrón débilmente unido en el cristal, que podrá separarse del átomo de fósforo mediante una estimulación de una fuente externa de energía.

En sentido contrario, si la impureza que se introduce es con un átomo de Boro (B) (elemento con 3 electrones de valencia) la unión covalente con el silicio estará faltante de un electrón; al cual se lo denomina “hueco o laguna”. En la figura 2.1 observamos detalladamente lo anteriormente indicado:

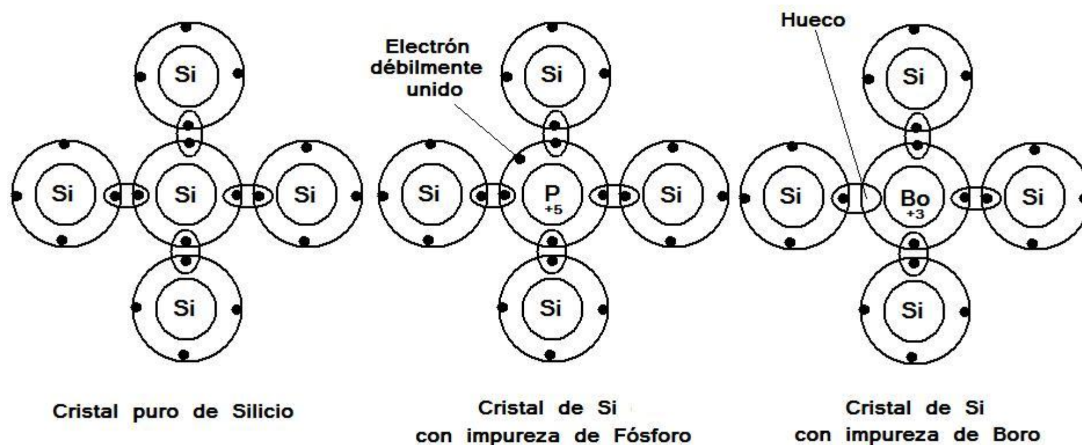


Figura 2. 1 Uniones covalentes de silicio

En el caso de formarse una unión covalente entre el fósforo y el silicio, los portadores de carga libre poseen un potencial negativo, por lo cual a este material se lo denomina “semiconductor tipo n”; mientras que si la impureza introducida es de boro, los portadores de carga poseen un potencial positivo, llamando a este tipo de material “semiconductor tipo p”.

Si se une una barra de semiconductor tipo p con otra barra de semiconductor tipo n, los electrones débilmente unidos al fósforo detectarán una zona en la cual existe un faltante de cargas negativas y se generará un flujo de ellos en dirección al material tipo p, mientras que en sentido inverso en un intento de restablecer equilibrio, las lagunas presentes en el boro detectan presencia de electrones libres la región colindante y empezará un flujo de cargas positivas hacia aquella dirección.

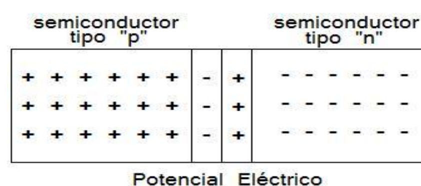


Figura 2. 2 Representación de campo eléctrico



En la zona de unión de las dos barras se crea un campo eléctrico que se incrementa a frecuencia que los electrones y lagunas continúen su flujo en direcciones opuestas. Este incremento llegará a un valor máximo al conseguir un estado de equilibrio con un campo eléctrico permanente.

Ahora bien, en el caso que un fotón incida sobre el material semiconductor tipo p, y si éste posee una energía mayor a la mínima necesaria para romper un enlace del retículo del silicio; el fotón será absorbido y se formará una nueva pareja electrón-hueco; como resultado de este hecho el electrón liberado fluirá hacia la zona del semiconductor tipo n debido al potencial eléctrico. Sucede de igual manera cuando un fotón incide sobre el material tipo n, con la diferencia que con la nueva formación de la pareja electrón-hueco, la laguna formada será la que se desplaza hacia la zona p.

Con la incidencia y absorción de fotones sobre los semiconductores se provoca una acumulación de carga tanto positiva como negativa en las zonas p y n originando un campo eléctrico opuesto al creado por el mecanismo de difusión. Si el número de fotones es elevado, llegará un punto en el cual el campo eléctrico interno estará totalmente anulado y no existirá la forma de separar las parejas electrón-hueco. Este justamente es el caso que nos determina la tensión a circuito abierto de una célula fotovoltaica. Finalmente, al utilizar un par de electrodos que se conecten al mecanismo creado, podemos obtener un flujo de corriente eléctrica.

2.3 La célula Fotovoltaica

Es el elemento fundamental de todo sistema fotovoltaico, atribuyéndole la responsabilidad de captar la energía electromagnética proveniente del sol y generar una corriente eléctrica. La base primordial de su composición es el silicio; lugar donde se producen los efectos físicos que hacen posible el principio de la conversión de energía.

En la célula, la radiación incide generalmente sobre una lámina tipo n, con un grosor menor a 1µm para que la penetración de los fotones en el cristal sea suficiente para crear un par electrón-hueco y generar un flujo de electrones. La célula solar se fabrica mediante la cristalización de silicio y de ello aparecen tres tipos principales:

- Silicio cristalino.- Este tipo de células representan el estándar de la tecnología fotovoltaica comercial. El silicio pasa por varios procesos durante su fabricación, en los cuales debe ser purificado, fundido y cristalizado ya sea en láminas o lingotes, estructuras que luego serán cortadas en celdas individuales y a continuación pulidas. Este mecanismo de fabricación desperdicia casi el 50% del material original. Las impurezas de boro y fósforo para formar capas tipo p y capas tipo n se las introduce mediante difusión a elevada temperatura. Por lo general la tensión de cada célula solar produce alrededor de 0,5 V; valor independiente del área superficial de la misma; señalando la diferencia con la corriente proporcionada que será mayor cuanto más grande sea la misma. Esta

construcción puede presentar dos configuraciones distintas; el silicio monocristalino y el silicio policristalino.

- Silicio amorfo.- También conocido con el nombre de "película delgada", su fabricación se basa en el depósito de capas delgadas de silicio, evaporando al vacío, erosión iónica, y deposición de vapor sobre un sustrato que generalmente es vidrio o plástico. Mediante este proceso es posible obtener células solares a precios muy económicos, pero lamentablemente su eficiencia también es mucho más reducida. Otro inconveniente que producen estas células es el deterioro prematuro acortando significativamente la vida útil las mismas. La producción de energía eléctrica se disminuye en un 15% a los 2 meses de haber iniciado su operación, y a partir del quinto año de trabajo la degradación de las celdas alcanzan valores de hasta el 50%. Sin embargo el silicio amorfo permite una fabricación de celdas flexibles; y son las que más han sido instaladas alrededor del mundo debido a la gran demanda de equipos electrónicos de baja potencia como calculadoras, relojes y radios de operación solar.

Tipo de celda	**Eficiencia**		**Ventajas**	**Desventajas**
	Laboratorio	**Producción**		
Silicio Monocristalino	19,10%	12-16%	Tecnología bien desarrollada y probada Estable Mayor eficiencia. Fabricación en celdas cuadradas.	Emplea material caro. Desperdicio elevado. Fabricación costosa.
Silicio Policristalino	18%	11-14%	Tecnología bien desarrollada y probada Estable Buena eficiencia. Fabricación en celdas cuadradas. Menos costoso que el Si monocristalino.	Emplea material caro. Desperdicio elevado. Fabricación costosa. Reducción de eficiencia.
Silicio Amorfo	11,50%	4-8%	Utiliza muy poco material Alto potencial y producción rápida. Costo reducido al 50% del Si cristalino.	Degradación pronunciada Menor eficiencia. Menor durabilidad.

Tabla 2. 1 Comparativa entre las tecnologías de silicio aplicadas a paneles fotovoltaicos
Fuente: José Mª Fernández Salgado (2008), Compendio de Energía Solar. (Adaptado al CTE y al nuevo RITE)



La forma de trabajo de las celdas policristalinas es igual al de una célula de Si monocristalina; la diferencia radica que en su fabricación se utiliza un silicio de menor calidad. A nivel microscópico esta celda contiene varios granos de silicio dejando espacio libre entre sus uniones; es por estos huecos que se interrumpe el fenómeno fotovoltaico y su eficiencia es reducida.

El silicio es el elemento más abundante después del oxígeno (O), encontrado en casi todas las rocas del planeta; pero para su uso en módulos fotovoltaicos se requiere de cristales puros y con pocas imperfecciones; por lo que debe someterse a procesos de elevados costos económicos y energéticos. En la actualidad se están haciendo pruebas con alternativas al silicio y entre las más conocidas está el Arseniuro de Galio (GaAs), el Fosfuro de Indio (InP) y el Teluro de Cadmio (TeCd).

Lamentablemente la tecnología en general de la fabricación fotovoltaica no se encuentra desarrollada al máximo y es muy probable que la energía utilizada en la fabricación de un panel fotovoltaico completo (conjunto de celdas fotovoltaicas conectadas entre sí) sea mayor a la energía que se pueda producir en el mismo panel durante sus años de vida útil.

2.3.1 Características eléctricas

Existen diferentes tipos de parámetros válidos para evaluar el comportamiento de un módulo fotovoltaico; entre ellos se presentan los siguientes:

- Intensidad de cortocircuito (Isc).- Es la máxima intensidad de corriente que puede alcanzar un panel fotovoltaico; las pruebas son realizadas al producir un cortocircuito y con una tensión igual a cero medir la corriente circulante en los bornes. Esta intensidad total de corriente es igual a la de una de sus células multiplicada por el número total de conjuntos dispuestos en serie interconectadas entre sí en paralelo.

- Tensión nominal (Vn).- Es el valor de su tensión determinada en el momento de su diseño y fabricación. Depende de la cantidad de celdas fotovoltaicas dispuestas en serie dentro del módulo.

- Tensión a circuito abierto.- Es el máximo valor de tensión que se alcanza en el panel fotovoltaico al mantener una corriente igual a cero. Esta tensión es igual a la tensión de cada célula individual multiplicada por el número de las mismas colocadas en serie.

- Potencia máxima.- También llamada potencia pico del panel; es el máximo resultado del producto de la tensión y corriente en la curva característica V-I de cada módulo. Aproximadamente al 80% de la tensión a circuito abierto es la adecuada para su cálculo.

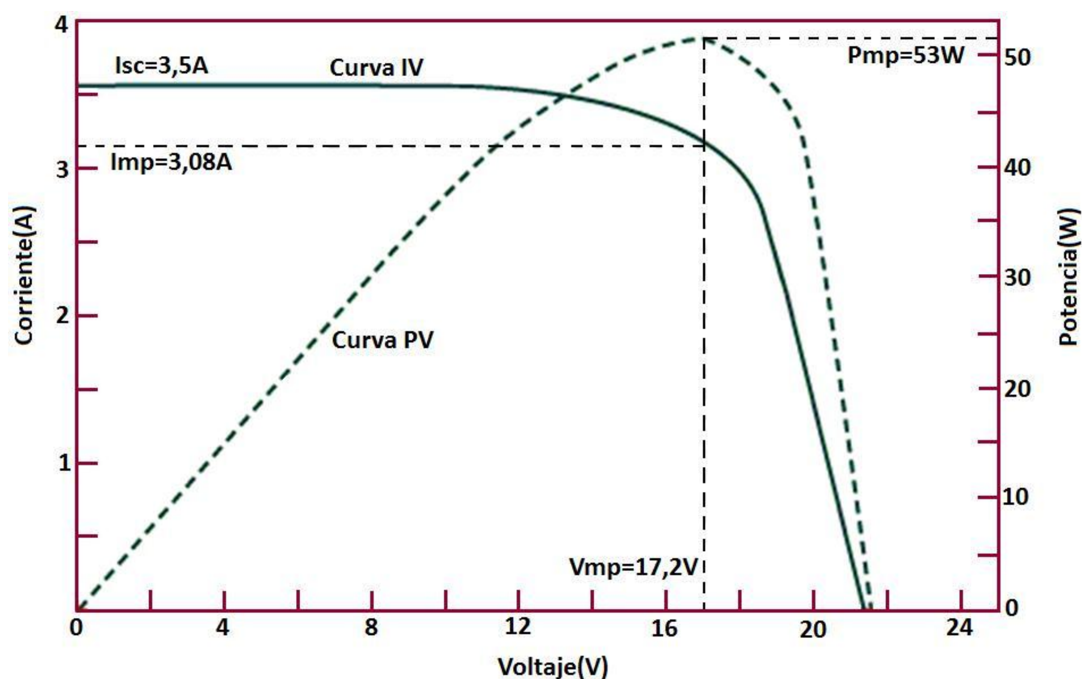
El comportamiento eléctrico de los módulos fotovoltaicos se ve afectado por su curva típica de funcionamiento V-I facilitada por el fabricante. Cada panel posee su propia curva de operación sometida a condiciones estándar de medida (CEM) definidas con los siguientes valores: irradiancia: 1000 W/m^2 y temperatura: 25°C.

Es posible determinar la curva P-V al multiplicar el valor de tensión con el valor de corriente determinada para cada punto.

Como ejemplo se mostrará la gráfica V-I y P-V del panel fotovoltaico “Solarex VLX-53” en la cual sus datos de placa se muestran en la siguiente tabla:

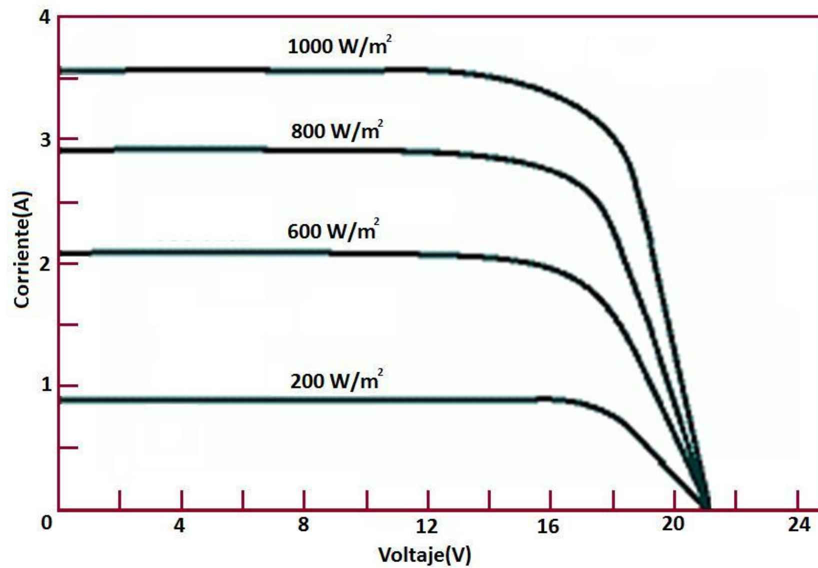
Modelo	**VLX-53**
Pp	53 W
Vp	17,2 V
Ip	3,08 A
Vca	21,5 V
Icc	3,5 A
Condiciones	CEM

Tabla 2. 2 Placa del panel fotovoltaico VLX-53
Fuente: Solarex

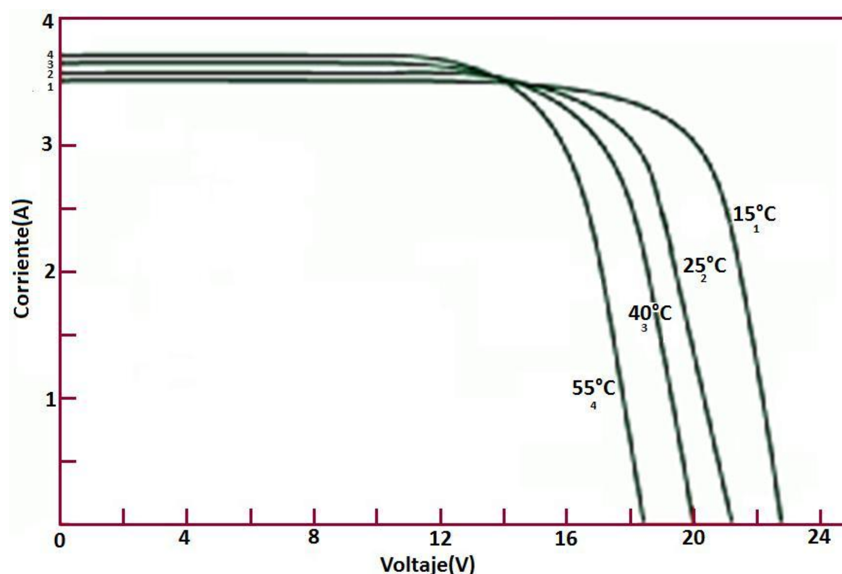


Gráfica 2. 1 Curva V-I y P-V del panel fotovoltaico VLX-53
Fuente: Solarex

Es un hecho importante indicar que el funcionamiento eléctrico de los módulos fotovoltaicos se ven afectados por la variación de la radiación solar y de la temperatura. Con el aumento de irradiancia se producen incrementos en la intensidad de cortocircuito, y por tanto aumento de potencia, señalando que la tensión a circuito abierto no varía y por tanto se asegura la estabilidad frente a los cambios de iluminación; mientras que con una elevación de temperatura el efecto se manifiesta en la tensión del módulo, resultando una disminución de potencia aproximadamente de un 0,5% por cada grado que sobrepase el estándar de 25°C.



Gráfica 2. 2 Dependencia de la corriente en función del voltaje siendo el panel sometido a diferentes valores de irradiancia solar. Temperatura constate: 25°C.
Fuente: Solarex



Gráfica 2. 3 Dependencia de la corriente en función del voltaje siendo el panel sometido a diferentes valores de temperatura. Irradiancia constante: 1000 W/m^2
Fuente: Solarex



Como se puede apreciar en las curvas mostradas anteriormente, el valor de la corriente se mantiene relativamente constante a pesar que la tensión aumenta de forma considerable; esto permanece efectivamente hasta entrar en una zona de transición en donde cualquier variación de voltaje produce variaciones bruscas en la intensidad del panel.

2.3.2 Temperatura de trabajo del panel

La temperatura a la cual se ve sometida un módulo fotovoltaico es de gran importancia debido a que su potencia de salida se ve gradualmente reducida. Una irradiancia de 1000 W/m^2 es capaz de calentar un panel 25°C por encima de la temperatura ambiente reduciendo de esta manera la potencia en un promedio del 12%.

La temperatura de trabajo de un panel se la describe efectivamente con la siguiente expresión:

$$T_t = T_a + k * R \qquad \text{(Ecuación 2. 1)}$$

Donde:

T_t: Temperatura de trabajo del panel.
T_a: Temperatura máxima ambiente.
R: Radiación solar en (W/m^2).
k: Coeficiente entre 0,02-0,04 $°C.m^2/W$ dependiente de la velocidad del viento: Si hay mucha presencia de viento, el panel tiene refrigeración y se toma el valor mínimo de 0,02; mientras que si existe poco o nada de viento se debe tomar valores próximos o el máximo valor de 0,04.

2.3.3 Factor de degradación

En la realidad los paneles en la mayor parte del tiempo trabajan a temperaturas mayores a los 25°C debido a la disipación de calor que se produce en su interior; es por ello que en un diseño se debe considerar este factor de degradación con el fin de satisfacer las necesidades del consumidor. Los fabricantes dan un valor porcentual con relación a la potencia pico del panel, este valor llamado también porcentaje de pérdidas es el índice a considerar.

2.3.4 Potencia de salida

Conocido el valor de la temperatura de operación del panel, se puede determinar el valor de la potencia de salida mediante la siguiente relación:

$$P_t = P_p - \left(P_p * \delta * \Delta T\right) \qquad \text{(Ecuación 2. 2)}$$

Donde:

P_t: Potencia de salida a la temperatura de trabajo T_t.
P_p: Potencia pico del panel a 25 °C.
δ: Coeficiente de degradación.
ΔT: Incremento de temperatura sobre los 25°C., por tanto: $\Delta T = T_t - 25°C$.

2.4 Elementos que componen un sistema fotovoltaico

Todo sistema fotovoltaico está compuesto de varios elementos necesarios para su correcto funcionamiento y control. Estos equipos son el generador fotovoltaico, el regulador e inversor de corriente, sistemas de acumulación o baterías y equipo diverso para mantener estables los sistemas de seguridad y medición.

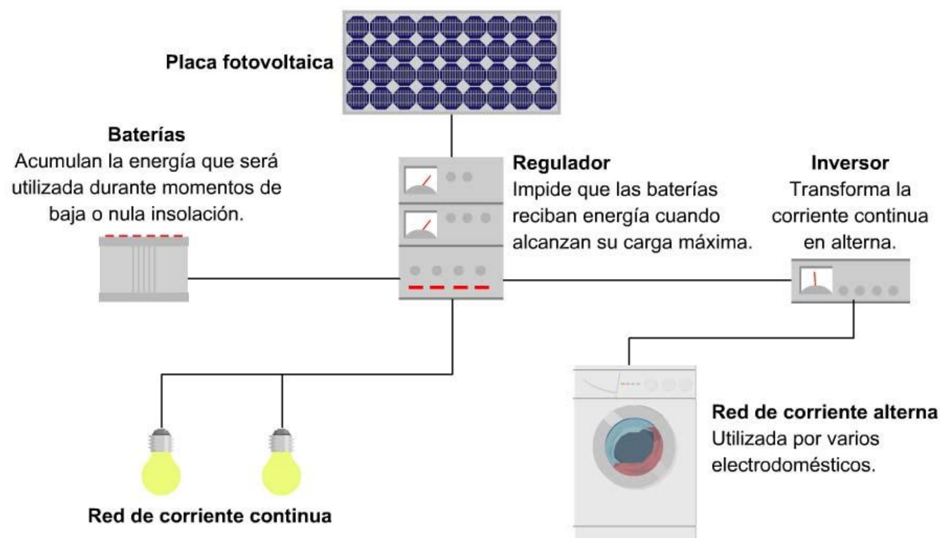


Figura 2. 3 Equipos que componen un sistema fotovoltaico
Fuente: Consumer/Eroski

2.4.1 Panel fotovoltaico

El módulo o panel fotovoltaico es el equipo principal en toda instalación solar. Generalmente está compuesto de 36 células fotovoltaicas conectadas en serie para alcanzar una tensión suficiente para recargar baterías de 12V considerando las respectivas caídas de tensión. La potencia de salida depende exclusivamente de las características de sus celdas y su respectiva curva V-I.

Además de la célula solar existen otros elementos que conforman un panel:

- Recubrimiento exterior.- Generalmente vidrio para facilitar la captación electromagnética.



- Material encapsulante.- Material para proteger a las celdas fotovoltaicas, elaborados a base de siliconas transparentes y de poca degradación.

- Recubrimiento posterior.- Sirve como protección y cerramiento al panel, construido de colores claros con el objetivo de reflejar la luz que ha sido atravesada en el módulo y direccionar nuevamente hacia las celdas solares.

- Conexiones eléctricas.- Se sitúan en la parte posterior del módulo, ellas deben ser accesibles y seguras para la conexión con otros equipos.

- Marco metálico.- Generalmente de aluminio o de acero inoxidable, es el elemento externo que integra a todo el panel en un solo conjunto.

Las características eléctricas de un panel fotovoltaico se rigen a las mismas leyes que una célula solar; sin embargo cuando se interconectan entre si las celdas pueden surgir dos nuevos fenómenos denominados “mismatch” y “puntos calientes”:

- Mismatch o pérdidas por dispersión.- Sucede cuando las células que conforman el módulo fotovoltaico son distintas, presentando diversas curvas V-I. El caso produce una reducción en la potencia total del panel, inferior a la sumatoria de potencia de cada célula individual. Puede ocasionar que en algún punto de sus curvas, la celda empiece a funcionar como disipador.

- Puntos calientes.- Fenómeno que ocurre cuando una o varias celdas fotovoltaicas conectadas en serie reciben sombra, y dejan segmentos del módulo expuestos directamente a radiación solar. El fenómeno provoca que las células sombreadas no produzcan corriente y se polaricen inversamente, por tanto las celdas empiezan a comportarse como disipadores de energía de las células que trabajan normalmente. Esta energía es disipada a manera de calor pudiendo ocasionar daños muy severos en las mismas. Para dar solución se colocan diodos bypass para crear caminos alternativos al paso de la corriente y que trabajen como disipadores de potencia. Normalmente se colocan dos diodos por módulo para evitar caídas de tensión que representen pérdidas considerables.

La forma de interconexión entre varios módulos depende de las características de tensión, corriente y potencia que se requiera, sin embargo es necesario indicar que no es aconsejable conectar entre sí módulos de distintas características o de diferentes fabricantes. Existen tres formas de conexionado:

- Serie.- La tensión total es igual a la tensión de un módulo multiplicada por el número total de unidades conectadas en serie.

$$V_{Generador} = V_{módulo} * N_{paneles} \quad \text{(Ecuación 2. 3)}$$



- Paralelo.- La corriente total es igual a la corriente de un módulo multiplicada por el número de unidades conectadas en paralelo.

$$I_{Generador} = I_{módulo} * N_{paneles}$$ (Ecuación 2. 4)

- Mixta.- En combinación de los dos casos anteriores para ajustar los parámetros eléctricos a los requerimientos o necesidades del sistema que se diseña.

La potencia total de los módulos interconectados se calcula de acuerdo a la siguiente expresión:

$$P_{pico\ sistema} = P_{pico\ módulo} * N$$ (Ecuación 2. 5)

Donde:

P_{ps}: Es la potencia pico del sistema de interconexión.
P_{pm}: Es la potencia pico de un módulo individual.
N: Es el número total de módulos. $N = N_{serie} * N_{paralelo}$

2.4.2 Acumuladores Eléctricos

Por principio, la producción de energía fotovoltaica únicamente puede ser captada durante las horas de luz natural; mientras que el consumo de la misma se la realiza en mayor o menor magnitud en el transcurso de un día completo. Es por ello la necesidad de almacenar la energía eléctrica en sistemas de acumulación a fin de poder disponer de ella en momentos de poca o nula radiación solar.

Las baterías utilizadas en los sistemas fotovoltaicos son únicamente las de "plomo-ácido", dentro de las cuales las clasificamos en dos tipos:

- Plomo-Calcio.- Caracterizadas por ofrecer poco mantenimiento y una muy reducida autodescarga.

- Plomo-Antimonio.- Son baterías más resistentes a los efectos de carga-descarga; y ofrecen mejores propiedades a bajos niveles de carga.

La capacidad de las baterías se mide en Amperio-hora (Ah) y está influenciada por la temperatura, aumentando conforme ésta se incremente. Es conveniente que en una instalación solar las baterías alcancen un nivel de carga superior al 90% antes de ser cortada su alimentación.

La tensión nominal de las baterías es generalmente de 12V y con una capacidad de fabricación máxima de 400 Ah. Si se requiere en algún diseño capacidades superiores es necesario colocar baterías en serie; ya sea con las mismas o con

elementos de 2V también existentes en el mercado. La capacidad se incrementa conectando en paralelo los acumuladores.

Es recomendable en su utilización que se coloquen en lugares ventilados, y siempre mantener el nivel del electrolito indicado por el fabricante.

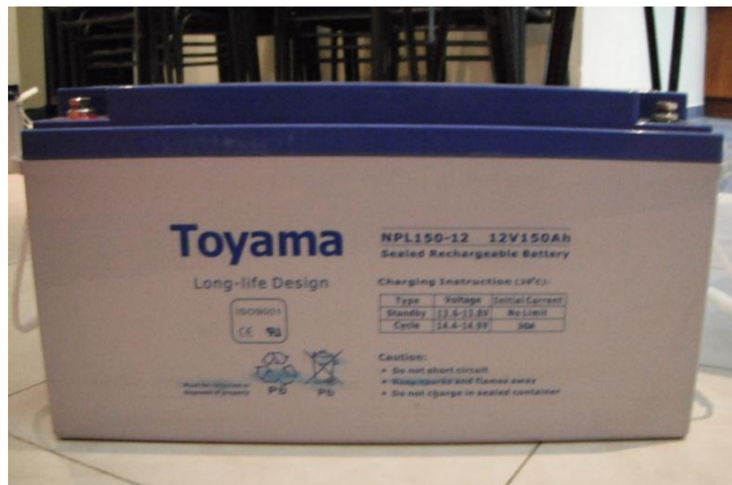


Figura 2. 4 Batería Toyama NPL 150 Ah, 12V
Fuente: Propia

2.4.3 Regulador

Este equipo es muy necesario y elemental en un sistema fotovoltaico que incluya sistema de acumulación, ya que sirve para proteger a las baterías. En el momento que el acumulador haya alcanzado su máxima capacidad de carga, el regulador corta el paso de corriente que se conecta al generador fotovoltaico. De igual manera y en sentido inverso, cuando la batería alcanza niveles críticos de descarga, el regulador desconecta la línea que alimenta la carga.

El regulador de corriente sirve además como un equipo de medición, ya que nos indica los valores de tensión y carga de la batería como valores de corriente.

Existen dos tipos de regulador, diferenciados por su forma de conexión:

- Conexión en paralelo.- El control de la sobrecarga en la batería es cortocircuitando el campo fotovoltaico y la energía es disipada como calor. El nivel crítico de descarga es contrala mediante desconexión de la carga. Este tipo de reguladores es utilizado en sistemas de baja potencia.

- Conexión en serie.- El control de la sobrecarga y sobredescarga en la batería es interrumpiendo el paso de corriente que une con el generador fotovoltaico o con la carga. No existe disipación de calor, por tanto es utilizado en sistemas de mayor potencia.



Figura 2. 5 Regulador fotovoltaico, "Solar Electronics"
Fuente: Propia

2.4.4 Inversor de corriente

El inversor es el equipo que sirve para adaptar la forma de corriente producida en el módulo fotovoltaico a la forma requerida por la carga.

La forma de corriente generada en los paneles es del tipo continua (cd) mientras que la mayor parte de los cargas en una vivienda funcionan con corriente del tipo alterna (ca); es por tanto obligatorio buscar una conversión.

La denominación de cada uno de estos equipos varía según el tipo de trabajo efectuado:

- Inversor.- Transforma cd a ca.
- Convertidor.- Transforma ca a cd.
- Rectificador.- Modifica parámetros de cd a cd.

El inversor de corriente debe conectarse en los bornes de salida del regulador.

Un factor importante en sus características eléctricas es su potencia nominal, entendida como la potencia que es capaz de suministrar el inversor de forma continua. Estos equipos varían entre valores de 100 a 5000 W.

El rendimiento de este equipo es un aspecto que se debe tomar mucho en cuenta, debido a que si su eficiencia es muy pobre se produce elevadas cantidades de energía desperdiciadas en forma de calor.

De igual manera la forma de onda y su pureza es un aspecto de diseño en el cual debe sujetarse a los requerimientos que demande la carga; aspecto que se ve directamente influenciado en el precio del equipo.

Es recomendable para pequeñas aplicaciones como iluminación usar inversores que entreguen forma de onda cuadrada.



Figura 2. 6 Inversor "Samlex Power", 12V dc-110V ac, 60Hz, 450W

2.4.5 Equipos adicionales

- Cableado.- En sistemas de generación fotovoltaica es necesario incluir secciones de cable mayor a las convencionales con el fin de reducir su resistencia óhmica y evitar pérdidas de energía. A su vez se debe considerar el tipo de cableado para el trabajo en cd o ca.

- Protecciones eléctricas.- Como todo sistema eléctrico es necesario un diseño de protecciones y su respectiva coordinación. Jamás se debe utilizar elementos de ca en circuitos de cd para evitar hechos lamentables por mal funcionamiento. Además es aconsejable incorporar los siguientes elementos:

  a) Magnetotérmicos**.-** Conectarlos en la salida del acumulador y del inversor para que en casos de sobrepasar el nivel de potencia máximo de la carga, desconecte ésta del sistema.

  b) Diodos.- Necesarios para que los módulos únicamente actúen como aportadores de energía y no como receptores por parte de los acumuladores.

  c) Diodos de paso.- Estos diodos se incluyen en el módulo por parte del fabricante; impiden que las celdas actúen como receptores cuando se dan casos de sombreado parcial en ellas.



- Aerogeneradores.- Se puede aumentar la confiabilidad de los sistemas fotovoltaicos al introducir equipos eólicos. La ventaja principal es que durante horas de la noche, los acumuladores podrían continuar su carga en momentos que exista presencia de viento. Pueden usarse generadores en ca o en cd.

- Grupos electrógenos.- Son sistemas complementarios para poder abastecer la demanda producida en la vivienda. Ellos cumplen con su trabajo en momentos que no exista radiación solar y las baterías se encuentren agotadas. También son útiles en momentos que la potencia total de la carga sobrepase el límite máximo del sistema fotovoltaico. Los grupos electrógenos funcionan con combustibles fósiles.

2.5 Tipos de sistemas fotovoltaicos

Un sistema fotovoltaico es el conjunto de componentes que hacen posible su funcionamiento; estos sistemas presentan variaciones según sea el caso de diseño, potencia, confiabilidad y consumo de energía producida. Sin embargo se diferencia claramente dos sistemas utilizados en una instalación fotovoltaica para una vivienda. Estos son: el sistema aislado de red y el sistema conectado a red.

2.5.1 Instalaciones aisladas de la red

Los sistemas aislados de red son mecanismos de diseño pensados principalmente para zonas en la cuales no exista la red pública y la demanda de energía sea abastecida únicamente con la producción del sistema fotovoltaico.

Este tipo de sistemas, se pueden dividir en dos clases: con o sin acumulación de energía; aunque los sistemas que no hagan uso de baterías son extremadamente raros, ya que el consumo únicamente será limitado a momentos con presencia de radiación solar.

En la electrificación de viviendas, el consumo puede ser demandado por cargas de corriente directa y alterna. Sin embargo, vale indicar que en sistemas fotovoltaicos es preferible usar en lo posible cargas del tipo cd para evitar pérdidas producidas por el inversor de corriente.

Las instalaciones domésticas pueden ser diseñadas de forma que el suministro de energía sea centralizado o descentralizado. El primer tipo se maneja con un generador fotovoltaico único y una línea de distribución que alimenta a cada una de las viviendas; este sistema requiere además de un inversor de corriente ya que el suministro únicamente se lo realiza en ca.

Las ventajas que proporciona este modelo es que el número de componentes se ve reducido, aunque el costo debe ser analizado sumándose el tendido de una línea de distribución más sus acometidas. El segundo sistema se compone de un generador

fotovoltaico para cada vivienda; y aunque el número de módulos y equipos eléctricos aumenta, el sistema descentralizado ofrece independencia absoluta en su uso.

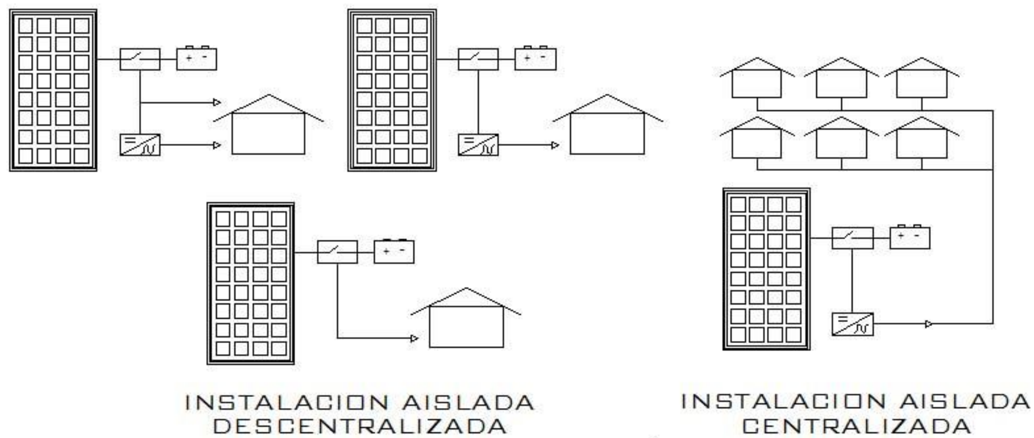


Figura 2. 7 Instalaciones fotovoltaicas para viviendas aisladas de la red

A su vez, una instalación fotovoltaica aislada de la red pública se la puede complementar con equipos eléctricos o mecánicos para poder aumentar su eficiencia y su confiabilidad; ya sea mediante grupos electrógenos o aerogeneradores acoplados al sistema; considerando los costos que implican adicionarlos.

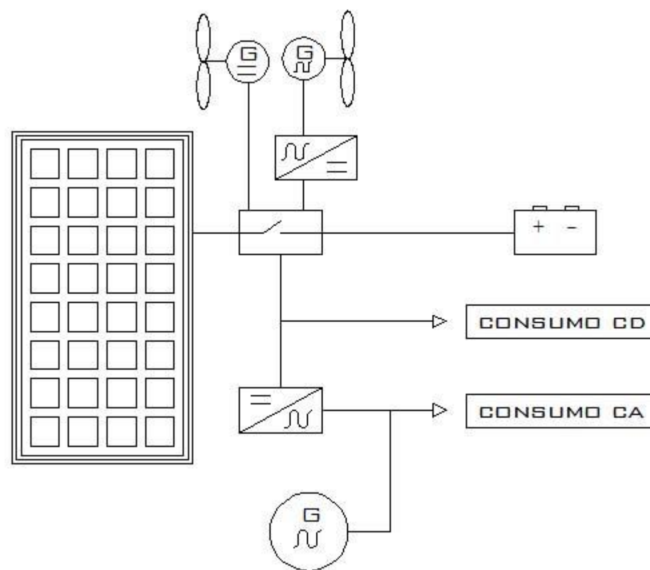


Figura 2. 8 Instalaciones fotovoltaicas con grupo electrógeno y aerogeneradores de ca y cd.

2.5.2 Instalaciones conectadas a la red

La aparición de un diseño conectado a la red fue creado con el propósito de reducir costos en el sistema ya que no cuenta con sistemas de acumulación ni reguladores, además de reducir los años de amortización en la inversión ya que la energía autogenerada se la puede vender a un precio mayor que la comprada directamente a la compañía de servicios de distribución eléctrica.

En España existen las llamadas “huertas solares” donde se unen en conjunto varias instalaciones fotovoltaicas con potencia unitaria inferior a los 100 KW dedicadas únicamente a la venta de energía con la ventaja de recibir una ganancia del 575% sobre el precio de referencia de energía eléctrica en ese país.

Es por ello que las instalaciones fotovoltaicas domésticas conectadas a la red se han vuelto cada vez más atractivas, además de ser un sistema más fiable desde el punto de vista de la continuidad de servicio.

La instalación debe contar con un inversor de corriente con características específicas:

- Contar con un sistema de medida de energía entregada a la red.

- Ser capaz de interrumpir y reanudar el suministro según sea la generación de los módulos.

- Adaptar eficazmente la frecuencia producida a la frecuencia de la red.

A este tipo de diseño se debe sumar las exigencias técnicas que impone la compañía de servicios según sean las normativas vigentes, y contar con mecanismos de protecciones eléctricas normalizadas. En España se encuentra prohibida la instalación de un sistema mixto “aislada-conectada a la red”; por tanto no se puede consumir parte de la energía autogenerada, sino que absolutamente todo lo producido debe ser inyectado a la red. Por tanto este tipo de sistemas en lugar de ser auto-abastecedor se ha convertido en una instalación completamente generadora para venta.

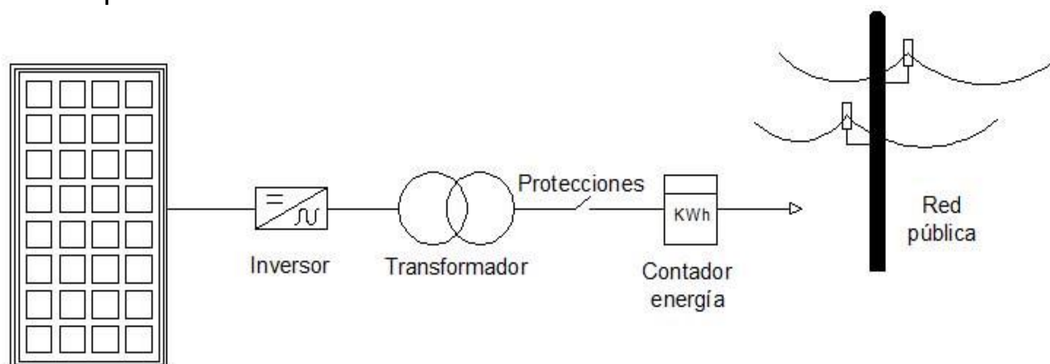


Figura 2. 9 Instalación fotovoltaica conectada a la red



2.6 Normativa Internacional

La República del Ecuador apenas está iniciando un período evolutivo con tendencia al uso de energías renovables. Es por ello que a la fecha no existe normativa que pueda exigir a los proyectistas seguir un modelo base con reglas únicas en sus diseños. Sin embargo, existen varios países a nivel mundial en donde el uso de energías alternativas está en pleno auge, y parte de su legislación impone obligaciones concretas para los consumidores de energía y profesionales inmersos en diseños de este campo.

Tarde o temprano el Ecuador se verá obligado a la adopción de una normativa internacional que mejor se acople a las exigencias generales del sistema energético del país.

En este capítulo se tomará como referencia la normativa española, país que lleva años de experiencia en el campo de las energías alternativas y muy probablemente parte de su código será adoptado en nuestro país.

2.6.1 Código Técnico de la Edificación (C.T.E.)[7]

El 17 de marzo de 2006 se publica en España el REAL DECRETO 314/2006 en donde es aprobado el Código Técnico de la Edificación desde el Ministerio de Vivienda, el cual impone como una necesidad y con carácter de obligatoriedad para el proyectista el objetivo básico de "ahorro energético" y las exigencias establecidas en el artículo 15 de la Parte I del C.T.E. con los criterios siguientes:

a) El objetivo del requisito básico "ahorro de energía" consiste en conseguir un uso racional de la energía necesaria para la utilización de los edificios, reduciendo a límites sostenibles su consumo y conseguir asimismo que una parte de este consumo proceda de fuentes de energía renovable, como consecuencia de las características de su proyecto, construcción, uso y mantenimiento.

b) Para satisfacer este objetivo los edificios se proyectarán, construirán, utilizarán y mantendrán de forma que se cumplan las exigencias básicas que se establecen en los apartados siguientes.

c) El documento básico "DB HE Ahorro de energía" especifica los parámetros objetivos y procedimientos cuyo cumplimiento asegura la satisfacción de las exigencias básicas y la superación de los niveles mínimos de calidad del requisito básico de ahorro de energía.

[7] José Mª Fernández Salgado (2008), Compendio de Energía Solar. (Adaptado al CTE y al nuevo RITE)



Estos Criterios de “ahorro energético” se plasman en las denominadas “Exigencias Básicas”:

- *Exigencia básica HE 1: Limitación de demanda energética.*
- *Exigencia básica HE 2: Rendimiento de las instalaciones térmicas.*
- *Exigencia básica HE 3: Eficiencia energética de las instalaciones de iluminación.*
- *Exigencia básica HE 4: Contribución solar mínima de agua caliente sanitaria.*
- *Exigencia básica HE 5: Contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica.*

La exigencia básica HE 5 establece que en los edificios se incorporarán sistemas de captación y transformación de energía solar en energía eléctrica por procedimientos fotovoltaicos para uso propio o suministro de la red.

Los valores derivados de esta exigencia básica tendrán la consideración de mínimos, sin prejuicio de valores más estrictos que puedan ser establecidos por las administraciones competentes y que contribuyan a la sostenibilidad, atendiendo a las características propias de su localización y ámbito territorial.

2.6.2 Plan Solar de Castilla y León[8]

Éste es un conjunto de normas para el proyectista de sistemas fotovoltaicos en los cuales se incluyen varias exigencias para su diseño:

- Protecciones.- En un sistema fotovoltaico se debe incluir las medidas necesarias para proteger a las personas de contactos directos e indirectos con equipos energizados ya sean de cd o de ca. Además el sistema de protecciones eléctricas debe incluir un resguardo ante cortocircuitos, sobretensiones, y sobrecargas, tanto en la línea de carga como en la línea de generación.

- Módulo fotovoltaico.- Cada panel debe satisfacer las especificaciones UNE-EN 61215 en módulos de silicio cristalino, o las especificaciones UNE-EN 61646 para paneles de celdas de silicio amorfo; además de estar verificados y aprobados por laboratorios de energía solar reconocidos por la ley. Los módulos deben contener una placa legible con el nombre del fabricante y fecha de construcción debidamente relacionada con un número de serie único. Respecto al sistema de puesta a tierra, será obligatoria la conexión cuando un conjunto de módulos superen una tensión de 48 V.

  La eficiencia de los módulos fotovoltaicos aceptará un rendimiento del 85% considerada las pérdidas por dispersión, suciedad y pérdidas normales en su operación.

[8] Energía Solar Fotovoltaica. Manual del Proyectista. Junta de Castilla y León

- Acumuladores o baterías.- Las baterías únicamente serán del tipo plomo-ácido, y en sistemas de potencia inferior a 170 W podrán ser del tipo monoblock. Las baterías preferiblemente no deben necesitar carga inicial, y ser adquiridas en el mercado con una capacidad inicial que supere el 90%.

  La autodescarga de las mismas no deberá rebasar un límite del 6% por mes, referenciada a una temperatura base de 25°C. La vida de los acumuladores hasta que su capacidad residual se reduzca al 80% debe superar los 1000 ciclos cuando se descarga el acumulador una profundidad del 50%. La placa de las baterías debe indicar su tensión nominal, la capacidad de la misma en Ah, la polaridad de los terminales y el nombre del fabricante.

- Reguladores.- Este equipo debe asegurar una desconexión a de la carga cuando las baterías alcancen su máximo nivel de descarga permitido. El regulador no puede en ningún caso permitir que la descara supere el 80% de su capacidad. El valor de la tensión debe permanecer constante y combatir a los efectos debidos a la variación de temperatura. La recarga en las baterías debe asegurar un límite superior al 90%. Se permitirá un rendimiento medio del regulador igual al 98%.

  La placa del equipo debe incluir el nombre del fabricante, la tensión nominal y corriente máxima, además de un indicador legible de la polaridad de sus conexiones.

- Inversores.- Este equipo es de suma importancia en el sistema. La tensión ofrecida por el inversor debe encontrase en el rango de ±5% la tensión de la red. (Para España 220 o 230 V). De igual manera, la frecuencia no puede variar un máximo de ±1 Hz (En España la frecuencia nominal es de 50Hz). Si se permite el uso de inversores del tipo no senoidal si la potencia no supera el 1 kVA.

  La placa debe contener el nombre del fabricante, la potencia nominal de trabajo, tipo de onda producida, tensión y frecuencia ofrecida. Los inversores deberán incorporar sistemas manuales y automáticos para su correcto funcionamiento, según se exige en la normativa del Real Decreto 1663/2000 que aseguren su correcto manejo. El rendimiento de los inversores con cargas resistivas debe ser superior a los indicados en la siguiente tabla:

Inversor	**potencia**	**Rendimiento al 20% de la potencia Nominal**	**Rendimiento potencia nominal.**
onda senoidal	<500VA	>80%	>70%
	>500VA	>85%	>80%
Onda no senoidal		>85%	>80%

Tabla 2. 3 Eficiencia de inversores para sistemas fotovoltaicos.
Fuente: Plan Solar de Castilla y León



2.6.3 Normativa para instalaciones conectadas a la red

Como se mencionó con anterioridad, en España están prohibidas las instalaciones solares híbridas (consumir y vender energía con una misma instalación fotovoltaica). En el momento que se diseñe un sistema conectado a la red debe ser con el único objetivo de ser instalado para la venta total de su producción. La normativa exclusiva que regula este tipo de instalaciones es la siguiente:[9]

- Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial (deroga el Real Decreto 2818/1998, del 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración).

- Real Decreto 1663/2000, del 29 de septiembre, sobre "Conexión de instalaciones de red de baja tensión.

- Resolución de 31 de mayo de 2001 de la Dirección General de Política Energética y Minas, que incluye el modelo de contrato y factura, así como el esquema unifilar de obligado cumplimiento.

2.6.4 Retribución para los sistemas conectados a la red en España[10]

Mediante la aprobación del Real Decreto 436/2004 se hace vigente la nueva metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, comprendida entre ellas las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red pública. La retribución y los años de la misma para estos sistemas se determinan según lo siguiente:

- En sistemas cuya potencia sea inferior a 100 KW el precio se mantendrá fijo (siempre a tarifa regulada, Art. 22.1.a y Art. 33), con un valor del 575% de la Tarifa Media de Referencia (TMR) los primeros 25 años y del 460% de la TMR el resto de la vida de la instalación.

- Para sistemas cuya potencia sobrepase los 100 KW existen dos opciones:

    a) Vender a precio fijo, según tarifa regulada (Art. 22.1.a y Art. 33) a un 300% de la TMR los primeros 25 años, y a 240% de la TMR el resto de la vida de la instalación.

    b) Acudir al mercado eléctrico (Art. 22.1.b y Art. 33): Precio de venta de la electricidad + prima 250% + 10% incentivo. De la TMR durante 25 años.

[9] Energía Solar Fotovoltaica. Manual del Proyectista. Junta de Castilla y León

[10] José Mª Fernández Salgado (2008), Compendio de Energía Solar. (Adaptado al CTE y al nuevo RITE)



2.6.5 Legislación solar-eléctrica y venta de energía (España)

- La energía fotovoltaica producida será inyectada en su totalidad a la red, y la prima se establece en un valor muy superior al precio del KWh convencional para que de esta manera es sistema obtenga una retribución económica.

- Se vuelve completamente absurdo el autoconsumo del sistema solar, debido a que el precio de cada KWh fotovoltaico vendido es mucho mayor al precio KWh convencional comprado.

- El precio de las primas no lo paga el Estado. Los importes proceden de la tarifa eléctrica vigente y por tanto de los recibos bimensuales que se cancela por parte de todos los usuarios a las compañías de servicio de distribución eléctrica.

- El precio medio es sumado a las primas anteriormente citadas y no afecta a la cuenta de resultados de la compañía de servicios eléctricos. La distribuidora administra este importe, cobrándolo del usuario final y pagando al propietario del sistema fotovoltaico.

- El objetivo de esta legislación es conseguir un ahorro energético selectivo, aprovechando al máximo la energía solar gratuita y limpia en detrimento de la convencional, por lo que el objetivo es ahorrar energía y mejorar la dependencia energética.

2.7 Cálculo de un pequeño sistema solar fotovoltaico aislado de la red

Una instalación fotovoltaica debe ser diseñada con la mayor precisión posible, de manera que el sistema no quede sobredimensionado (elevando notablemente su costo de inversión) y tampoco presente problemas de abastecimiento para las cargas que se pretende utilizar.

Existen diversos métodos con mayor o menor precisión; desde programas computacionales, hasta procedimientos manuales con varias metodologías de cálculo.

2.7.1 Cálculo Manual

A continuación se presenta un modelo que envuelve una recopilación de criterios de diversos autores, el cual será la guía para los cálculos a efectuar.



1) Cálculo de la demanda

El primer paso para dimensionar un sistema fotovoltaico es el levantamiento de la potencia consumida por todas las cargas que estén conectadas al sistema en un determinado tiempo; es decir la energía consumida diariamente.

$$E_d = \left[\frac{E_{CC}}{\eta_{reg}} + \frac{E_{CA}}{\eta_{reg} * \eta_{inv}}\right] * 1.2 \qquad (Wh) \qquad \text{(Ecuación 2. 6)}$$

Donde:

E_d: Energía media diaria consumida en (Wh).
E_{CC}: Energía consumida con cargas de corriente continua.
η_{reg}: Eficiencia del regulador, por lo general mantienen una eficiencia de 0.98.

η_{inv}: Eficiencia del inversor, dato ofrecido por el fabricante y está en función del tipo de onda y de la carga a la que trabaja. Se recomienda para potencias mayores a 1KVA la utilización de inversores de onda senoidal, mientras que, para potencias menores a éstas se recomienda la utilización de un inversor del tipo no senoidal, Para abaratar costos, el sistema puede funcionar correctamente con un equipo que produzca forma de onda cuadrada. Comúnmente la eficiencia se encuentra en un rango entre 0.8 a 0.92, y se puede decir que el rendimiento va aumentando mientras más alta sea su potencia.

Finalmente, el valor de 1.2 es un factor de seguridad adicional para el sistema, capaz de cubrir el autoconsumo de las cargas y las pérdidas generales de todo el conjunto, incluyendo el comportamiento de trabajo no constante de los paneles fotovoltaicos en el transcurso del día.

2) Es necesario seleccionar la tensión de trabajo del sistema (*Vtr*) a corriente continua. Los equipos del sistema pueden trabajar ya sea a 12 o 24 V.

3) Para determinar la carga de consumo diario *Cd*; dividimos la energía consumida para la tensión de trabajo. Este parámetro se dimensiona en Ah.

$$C_d = \frac{E_d}{V_{tr}} \qquad (Ah) \qquad \text{(Ecuación 2. 7)}$$

4) La potencia total consumida será igual a:

$$P = \sum(P\ cd + P\ ca) * F_{útil} \qquad \text{(Ecuación 2. 8)}$$

$F_{útil}$ es el factor de utilización de la demanda. En sistemas fotovoltaicos este factor es igual a 1.



5) En sistemas de captación solar es importante determinar el número de horas efectivas que equivalen a la radiación total diaria captada en la zona de diseño. Este concepto se denomina Hora Solar Pico HSP.

$$H.S.P. = \frac{I\propto\left(\frac{Kj}{m^2}\right)*1000\left(\frac{j}{Kj}\right)*\frac{1}{3600}\left(\frac{h}{seg}\right)}{1000\left(\frac{W}{m^2}\right)} \quad (hrs) \quad \text{(Ecuación 2. 9)}$$

Donde $I\propto$ es la radiación solar promedio correspondiente a la zona de análisis. Este valor se lo puede determinar de la siguiente forma:

- Obtener un valor promedio, ya sea diario o mensual de la irradiación que se presenta en la zona geográfica.

- Adoptar el valor menos significativo correspondiente al mes del año con menor radiación solar captada.

6) En este diseño se considera la inclinación y orientación del módulo mediante los siguientes criterios:

- En lo referente a su orientación; las zonas localizadas en el Hemisferio Sur deben ubicar los captadores con su cara frontal en dirección al Norte. Mientras que los puntos geográficos localizados en el Hemisferio Norte deben colocar los módulos con dirección al Sur.

- En cuanto a la inclinación, se acepta como válida el valor correspondiente a su Latitud Geográfica; recomendado la adición de 10° para ofrecer auto limpieza del panel.

7) Un paso importante es determinar la potencia del inversor, para lo cual se debe conocer el consumo de las cargas, y además considerar la potencia de arranque de ciertos artefactos o electrodomésticos que en muchos casos es bastante elevada. Esta potencia pico que aguanta el inversor es conocida con el nombre de SURGE.

Para el dimensionamiento de inversor, se reemplaza la potencia nominal del artefacto por la potencia de arranque del mismo, y en el caso de existir varias cargas que tengan una potencia de arranque considerable, debemos tomar únicamente la mayor de ellas para el cálculo.

8) Se selecciona el tipo de panel y el tipo de batería con la que se va a trabajar, con ello y con ayuda de sus catálogos (datasheets) se obtiene ciertas características necesarias para el cálculo:

- Para el panel:



- Voltaje del módulo Vm.
- Voltaje pico-pico del módulo Vpp.
- Potencia pico-pico del módulo Ppp.
- Corriente pico del módulo Ipm.

- Para la batería:

  - Voltaje de trabajo de la batería VB.
  - Capacidad de la batería CD.

Como recomendación, los paneles y baterías que formarán sus respectivas interconexiones deben ser de las mismas características y fabricante.

9) Una vez determinados los equipos, se procede al análisis de sus configuraciones:

- Numero de paneles en serie Ns:

$$Ns = \frac{V_{tr}}{V_m} \qquad \text{(Ecuación 2. 10)}$$

- Numero de paneles en paralelo Np:

$$Np = \frac{C_d}{I_{pm} * H.S.P.} \qquad \text{(Ecuación 2. 11)}$$

10) Ahora se dimensiona la Capacidad del banco de baterías C_B:

$$C_B = \frac{C_d * A}{P_f} \quad (Ah) \qquad \text{(Ecuación 2. 12)}$$

Donde:

A: Días de autonomía con los que se quiere contar; también hace referencia a los días en los cuales exista muy poca radiación solar. Mientras mayor sea la autonomía considerada en el diseño, mayor será el número de baterías a instalar. Es recomendable no exceder este valor de tres días.

P_f: Profundidad de descarga máxima, por lo general la profundidad de descarga debe estar por el 50%; en el caso de llegar a descargas del 80%, se denomina descargas profundas, las cuales acortan la vida útil de los acumuladores. Los valores típicos son:

- 0.6 para baterías plomo-acido estacionaria.
- 0.4 para baterías plomo-acido arranque.
- 0.5 para baterías plomo-acido sin mantenimiento.



- 1 para baterías de alcalina Cadmio- Níquel.

11) Aparece además un concepto denominado profundidad de descarga diaria $P_{f\,diaria}$, la cual es constante según el tipo de batería que se ha seleccionado:

- 0.2 para baterías plomo-acido estacionaria.
- 0.2 para baterías plomo-acido arranque.
- 0.15 para baterías plomo-acido sin mantenimiento.
- 1 para baterías de alcalina Cadmio- Níquel.

Con esta profundidad de descarga diaria se debe cumplir la siguiente condición:

$$C_B \geq \frac{C_d}{P_{f\,diaria}} \qquad \text{(Ecuación 2. 13)}$$

Al no cumplirse esta relación; se escoge el valor de la expresión de la derecha para los siguientes pasos.

12) El número de baterías en serie depende de la relación existente entre el voltaje del sistema para el voltaje de la batería, es decir:

$$\#\, baterias\ serie = \frac{V_{tr}}{V_B} \qquad \text{(Ecuación 2. 14)}$$

13) El número de baterías en paralelo se calcula considerando la capacidad del banco (valor máximo de la desigualdad del paso 11) y la capacidad de la batería:

$$\#baterías\ en\ paralelo = \frac{C_B}{C_D} \qquad \text{(Ecuación 2. 15)}$$

14) Por último se debe elegir el tipo de Regulador:

$$I_r = \frac{W_p}{V_{max}} \qquad \text{(Ecuación 2. 16)}$$

$$\text{ó} \quad I_r = I_{PG} = N_p * i_{PM} \qquad \text{(Ecuación 2. 17)}$$

Donde:

I_r: Corriente a soportar el regulador.
W_p: Potencia pico generada por los paneles.
V_{max}: Voltaje máximo en los paneles.
I_{PG}: Corriente pico del conjunto de paneles.
i_{PM}: Corriente pico de cada módulo.

15) Para finalizar el cálculo, se dimensiona la sección de los conductores a utilizar, teniendo en consideración un límite de caída de tensión que está en un rango del 1 al 3%, si el conductor es de cobre:



$$S = \frac{2*I*L}{56*\Delta V} \quad (mm^2)$$ (Ecuación 2. 18)

Donde:

I: Corriente máxima que puede circular por el conductor, en (Amp).
L: Longitud del conductor, en (metros).
ΔV: Caída de tensión aceptable en el conductor.
56 es debido a la conductividad del cobre.

Se recomienda colocar una protección mínima para los distintos elementos de la instalación en general, lo más simple es dimensionar fusibles.

Si por alguna razón el panel se llegara a colocar en un tejado, está en un sistema de seguimiento, o de alguna forma los paneles tienen una inclinación diferente a la descrita en el cálculo anterior se debe tomar la siguiente consideración:

a. Hora solar pico a una inclinación β (hspβ):

$$HSP_\beta = \frac{R_B}{I_{\beta(CEM)}} = \frac{R_0*K_\beta}{I_{\beta(CEM)}}$$ (Ecuación 2. 19)

Donde:

B: Angulo de inclinación del panel en grados.
R_0: Valor medio mensual de radiación sobre la superficie horizontal (KWh/m2 día).
R_B: Valor medio mensual de radiación sobre el panel fotovoltaico con un ángulo de inclinación β (KWh/m2 día).
K_β: Coeficiente corrector en función de β.
HSP: Hora Solar Pico, a 1000 W/m2
$I_{\beta(CEM)}$: Potencia de radiación incidente en (W/m2) para STC ó CEM.

STC (Standar Test Condition), o en español llamadas CEM (Condiciones Estándar de Medida), para los sistemas fotovoltaicos, las cuales establece, que para fabricantes de módulos se tiene una distorsión del ±3% al ±10% sobre su potencia nominal.

b. Para evitar sombras entre paneles debido a una inclinación de los mismos, la distancia mínima será:

$$d = \frac{h}{tan(67°-Latitud)}$$ (Ecuación 2. 20)

Donde:

d: Separación entre filas.
h: Altura del obstáculo, la diferencia de altura entre la parte alta de una fila, con la baja de otra.

2.7.2 Cálculo Computacional

El Centro de Estudios de la Energía Solar (Censolar), con más de 30 años de experiencia en el sector, ofrece diversos cursos de formación profesional en el área de las energías no convencionales, específicamente en la rama de la energía solar.

Con su mejor y más reconocido "Curso de Proyectista Instalador de Energía Solar", en el cual como material didáctico incluye el programa computacional Censol 5.0 el cual, además de cálculos de diseño ofrece guías de estudio y análisis del aprovechamiento energético de la radiación solar.



Figura 2. 10 Programa Computacional Censol 5.0



2.8 Demanda energética básica en una vivienda unifamiliar

CUADRO DE ARTEFACTOS Y POTENCIA INSTALADA								
	UBICACIÓN	CANTIDAD	VOLTAJE	POTENCIA[W]	HORAS FUNCION	TOTAL [w]	Wh	
CORRIENTE CONTINUA.								
FOCOS FLUORESCENTE CC	SALA	4	12	12	4	48	192	
FOCOS FLUORESCENTE CC	COCINA	2	12	12	1	24	24	
FOCOS FLUORESCENTE CC	COMEDOR	2	12	12	0,5	24	12	
FOCOS FLUORESCENTE CC	CORREDOR	4	12	12	2	48	96	
FOCOS FLUORESCENTE CC	BAÑOS	3	12	12	0,33	36	11,88	
FOCOS FLUORESCENTE CC	DORMITORIO PADRES	2	12	12	2	24	48	
FOCOS FLUORESCENTE CC	DORMITORIO HIJOS	2	12	12	3	24	72	
FOCOS FLUORESCENTE CC	LAVANDERIA	1	12	12	0,17	12	2,04	
FOCOS FLUORESCENTE CC	GARAJE	1	12	12	0,17	12	2,04	
FOCOS FLUORESCENTE CC	ESTUDIO	1	12	12	1	12	12	
FOCOS FLUORESCENTE CC	EXTERIORES	1	12	12	0,17	12	2,04	
TOTAL		23	132	132	14,34	276	474	
CORRIENTE ALTERNA								SURGE
MINICOMPONENTE	DORMITORIO HIJOS	2	120	15	1	30	30	
EQUIPO DE SONIDO	SALA	1	120	145	2	145	290	
REFRIGERADORA	COCINA	1	120	420	0,75	420	315	500
COMPUTADOR PORTATIL	GENERAL	1	120	65	2	65	130	
COMPUTADOR DE MESA	ESTUDIO	1	120	110	1	110	110	
TELEVISOR LCD 17"	DORMITORIOS	3	120	25	2	75	150	
DVD	DORMITORIOS	2	120	15	0,57	30	17,1	
LICUADORA	COCINA	1	120	400	0,12	400	48	475
TOTAL		12	960	1195	9,44	1275	1090,1	1355

Tabla 2. 4 Demanda energética básica de una vivienda unifamiliar



2.9 Proveedores de equipos en Ecuador

Para realizar un análisis técnico de los equipos que conforman un sistema fotovoltaico, se ha buscado la existencia de mercado en territorio nacional, encontrando una variedad muy amplia de equipos diferenciados por su origen de fabricación, marca, características eléctricas, construcción, garantía, y precios.

En el **ANEXO 2** se observa una lista de varios proveedores, de los cuales, con sus productos ofrecidos se realizan los siguientes análisis.

2.10 Análisis Técnico de Módulos Fotovoltaicos

Debido a la existencia un número muy grande de marcas en paneles fotovoltaicos que se encuentra en el mercado ecuatoriano, el análisis se lo hará tomando una muestra con módulos mono y poli cristalinos; y con tensión nominal de trabajo a 12 y 24 Voltios. Estos módulos fueron seleccionados analizando que cumplan con las exigencias de la normativa española; ya que muchas unidades que se venden actualmente en nuestro país no registran ni siquiera la marca del fabricante.

A manera de ejemplificar y comparar los diferentes paneles solares; se analiza un diseño fotovoltaico para la ciudad de Cuenca-Ecuador, estimando una demanda de energía mínima para una vivienda unifamiliar. Se optará como guía el método manual propuesto en el punto 2.7.1 y asumiendo la carga del sistema igual a la considerada en el punto 2.8 de 474 Wh en cd; y de 1090.1 Wh en ca. El inversor a utilizar será de la marca Samlex modelo SA-1500-112 con trabajo a 12 V y eficiencia de 85%, y el modelo SA-1500-124 con trabajo a 24 V y eficiencia de 87%. Los acumuladores serán de plomo-ácido sin mantenimiento similares al modelo Toyama NPL 150 Ah, 12V. El regulador a usar será el Steca Tarom con una eficiencia del 98% y 2400 Wp. Los paneles tomados a consideración en el diseño son los siguientes:

SHARP:

Monocristalino.
Modelo NUS0E3E.
Potencia de 180Wp.
Tensión de 23.7 Vmp.
Corriente 7.60Amp pico.

KYOCERA:

Policristalino.
Modelo KD185GX-LPU.
Potencia 185Wp.
Tensión 23.6 Vmp.
Corriente 7.84Amp pico.

LORENTZ:

Monocristalino.
Modelo LC80-12M.
Potencia 80Wp.
Tensión 17.2 Vmp.
Corriente 4.6Amp pico.

KYOCERA:

Policristalino.
Modelo KD135GH-2PU.
Potencia 135 Wp.
Tensión 17.7 Vmp.
Corriente 7,63Amp pico.

Los catálogos (Datasheet) de estos equipos se encuentran en el **ANEXO 3**.

Los Resultados se los visualiza en la tabla 2.5.

CUENCA				
PARAMETROS	**MONOCRISTALINO**		**POLICRISTALINO**	
RENDIMIENTO INVERSOR	0.87	0.85	0.87	0.85
RENDIMIENTO REGULADOR	0,98	0,98	0,98	0,98
FACTOR DE SEGURIDAD	1,2	1,2	1,2	1,2
ENERGIA DIARIA CONSUMIDA	**2114.68**	**2150.78**	**2114.68**	**2150.78**
TENSION DE TRABAJO CC	**24**	**12**	**24**	**12**
MARCA PANEL	**SHARP**	**LORENTZ**	**KYOCERA**	**KYOCERA**
VOLTAJE PICO PANEL	23,7	17,2	23,6	17,7
Amp pico PANEL	7,6	4,6	7,84	7,63
POTENCIA Wp PANEL	180	80	**185**	135
EFICIENCIA PANEL	15,70%		13,81%	
VOLTAJE BATERIA	12	12	12	12
CAPACIDAD BATERIA	150	150	150	150
# PANELES SERIE	**1**	**1**	**1**	**1**
# PANELES PARALELO	**2.96**	**9.948**	**2.869**	**5.997**

Tabla 2. 5 Comparativa de trabajo entre diferentes módulos fotovoltaicos a iguales condiciones de trabajo.
Fuente: Propia

Por obvias razones, el número de unidades es muy distinta debido a que sus potencias pico de trabajo no son iguales. Sin embargo, en las características de eficiencia de los paneles podemos observar que no existe una significativa diferencia entre los módulos fabricados con tecnología policristalina y los módulos monocristalinos. Por tanto, para analizar la mejor conveniencia de estos equipos recurrimos al costo final de la inversión tomando en cuenta únicamente el precio de cada unidad.

MARCA	MODELO	#PANELES	Wp	PRECIO POR UNIDAD (DOLARES)	COSTO TOTAL PANELES
KYOCERA	KD185GX-LPU	3	185	885	2655
KYOCERA	KD135GH-2PU	6	135	580	3480
SHARP	NUS0E3E	3	180	1030	3090
LORENTZ	LC80-12M	10	80	459,76	4597,6

Tabla 2. 6 Comparativa de costo entre diferentes módulos fotovoltaicos a iguales condiciones de trabajo.
Fuente: Propia

En la tabla 2.6 se observa que el módulo de mayor conveniencia en esta muestra es el panel KYOCERA KD185GX-LPU, a pesar de no ser el de menor costo en el mercado, por poseer mejores características eléctricas el número de módulos requeridos es menor que los necesitados por los modelos comparados.

2.11 Análisis de la metodología de cálculo

Para analizar los resultados generados por el método manual propuesto, se realiza una comparativa técnica con el método computacional Censol 5.0 y con el método manual implantado por la OLADE. Para el diseño se adopta las características del panel policristalino Kyocera KD185GX-LPU; 23.6V, 185 Wp, 7.84 Ap. Se plantea las mismas condiciones y equipos mencionados en el diseño del punto 2.10.

PARAMETROS	METODO		
	PROPUESTO	**OLADE**	**CENSOL 5.0**
RENDIMIENTO INVERSOR	0,87	0,87	*
RENDIMIENTO REGULADOR	0,98	*	*
FACTOR DE SEGURIDAD	1,2	1,2	*
HORA SOLAR PICO [horas]	3,917	3,917	DATOS MENSUALES
ENERGIA CONSUMIDA DIARIA [Wh]	2114,68	2072,386	1564
TENSION CC DEL SISTEMA [V]	24	24	24
MARCA PANEL	KYOCERA	KYOCERA	KYOCERA
VOLTAJE NOMINAL PANEL [V]	24	24	24
CORRIENTE MAX. PANEL [Amp]	7,84	7,84	7,84
POTENCIA PICO PANEL [Wp]	185	185	185
VOLTAJE NOMINAL BATERIA	12	12	12
CAPACIDAD BATERIA [Ah]	150	150	150
DIAS AUTONOMIA	3	3	3
PROF. DE DESCARGA BATERIA	0,5	0,5	0,5
PROF. DESCARGA DIARIA BATERIA	0,15	*	*
PERDIDAS POR EL ACUMULADOR	*	*	0,05
COEF. DE AUTODESCARGA DIARIO	*	*	0,005
COEF. DE PERDIDAS DEL INVERSOR	*	*	0,2
OTRAS PERDIDAS	*	*	0,06
SURGE	1375	1375	*
CAPACIDAD BANCO BATERIAS [Ah]	587,41	518,096	584
# PANELES SERIE	**1**	**1**	**1**
# PANELES PARALELO	2,869	2,811	----
# PANELES PARALELO REDONDEADO	**3**	**3**	**3**
# BAT SERIE	**2**	**2**	**2**
# BAT PARALELO	3,961	3,453	---
# BAT PARALELO REDONDEADO	**4**	**3**	**4**
TOTAL BATERIAS	**8**	**6**	**8**

Tabla 2. 7 Comparativa de cálculo entre diferentes métodos.
(*) El método no requiere ese dato. (---) El método no presenta valores aproximados.
Fuente: Propia



Como se ha podido apreciar, realizar un diseño fotovoltaico aislado de la red es un procedimiento sencillo, pero requiere de un análisis técnico muy detallado de cada elemento del conjunto. Además, poseer datos de radiación solar actualizados y bien definidos es un factor importante que influye directamente en los resultados que se generen.

Comparando los tres métodos analizados podemos realizar algunas observaciones:

- Lamentablemente el programa Censol 5.0 únicamente entrega resultados enteros, por lo cual no podemos comparar la aproximación con los dos métodos manuales. Sin embargo el resultado del número final de unidades concuerda con un total de tres módulos, exactamente igual a los dos métodos anteriores.

- Entre el método propuesto y el método seguido por la OLADE apreciamos una diferencia mínima, determinada por el rendimiento del regulador, la cual no considera su eficiencia en la metodología sugerida por la OLADE.

- El número total de acumuladores se determina multiplicando el número de baterías conectadas en serie con el número de ramas dispuestas en paralelo debido a que la capacidad de los acumuladores sólo se incrementa manteniendo la tensión constante cuando su interconexión es paralela.

- En caso particular, los resultados generados por el método propuesto y el método de Censol sugieren un total de 4 acumuladores en paralelo y 2 baterías en serie, sumando un total de 8 unidades.

- El resultado obtenido con la metodología de la OLADE obtiene un número exacto de 2 baterías en serie y 3,45 dispuestas en paralelo. Con valores redondeados se necesitan 2 acumuladores menos que en los otros métodos comparados. Sin embargo, y por criterio, en un diseño implementado, en lugar de aproximar el resultado obtenido a la cifra menor, se la debe asumir al inmediato superior; resultando exactamente el mismo número de acumuladores que los métodos ya analizados.

2.12 Análisis técnico del potencial en el Ecuador para energía fotovoltaica

En el **ANEXO 1** se presenta una tabla muy detallada con el potencial de radiación solar en nuestro país. Como se analizó en la metodología de cálculo, este dato influye directamente en número total de módulos requeridos para el sistema.

Como es de nuestro conocimiento Ecuador posee un territorio perfectamente definido en 4 regiones naturales, las cuales son Costa, Sierra, Oriente, y la región Insular. Por lo tanto, el análisis realizado es tomando en cuenta esta división climática.

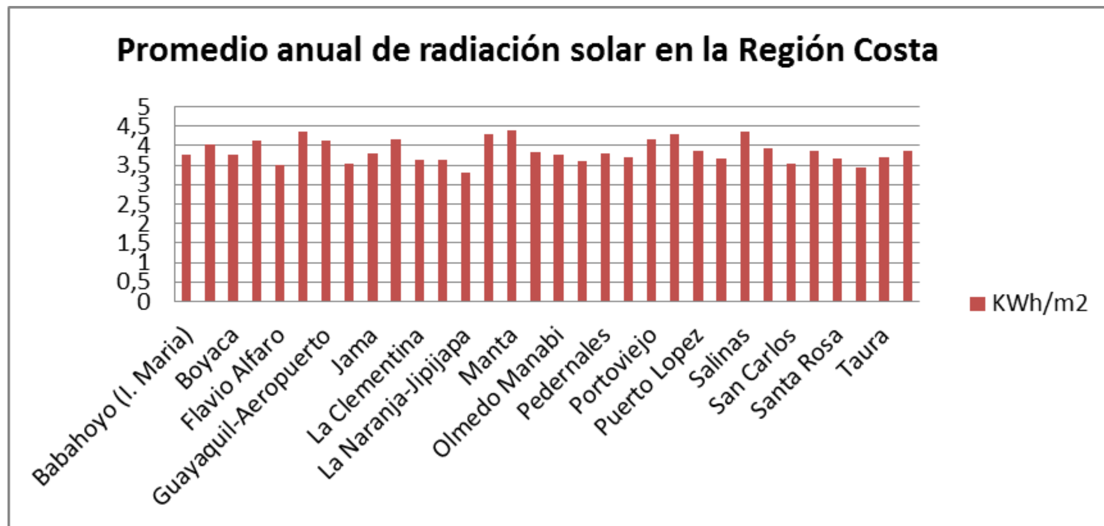


Lamentablemente en la tabla presentada no existe una cantidad muy grande de zonas territoriales para la región Oriente y la región Insular, sin embargo con los datos proporcionados es suficiente para tener una idea clara del comportamiento de captación solar.

Utilizando los datos de promedio anual, observamos a continuación la diferencia de energía solar captada en zonas específicas.

REGION	PROVINCIA	CIUDAD	LAT		RADIACION PROMEDIO
COSTA	LOS RIOS	Babahoyo (I. María)	1,82	S	3,78
COSTA	MANABI	Bahía de Caráquez	0,6	S	4,02
COSTA	MANABI	Boyacá	0,57	S	3,75
COSTA	MANABI	Camposano	1,58	S	4,12
COSTA	MANABI	Flavio Alfaro	0,4	S	3,49
COSTA	GUAYAS	Guayaquil	2,2	S	4,37
COSTA	GUAYAS	Guayaquil-Aeropuerto	2,2	S	4,14
COSTA	GUAYAS	Isabel María	1,8	S	3,54
COSTA	MANABI	Jama	0,2	S	3,8
COSTA	MANABI	Julcuy	1,47	S	4,15
COSTA	LOS RIOS	La Clementina	1,67	S	3,63
COSTA	MANABI	La Naranja	1,37	S	3,62
COSTA	MANABI	La Naranja-Jipijapa	1,37	S	3,31
COSTA	EL ORO	Machala	3,27	S	4,3
COSTA	MANABI	Manta	0,95	S	4,39
COSTA	GUAYAS	Milagro	2,15	S	3,84
COSTA	MANABI	Olmedo Manabí	1,38	S	3,75
COSTA	EL ORO	Pasaje	3,32	S	3,59
COSTA	MANABI	Pedernales	0,07	S	3,79
COSTA	LOS RIOS	Pichilingue	1,1	S	3,71
COSTA	MANABI	Portoviejo	1,07	S	4,16
COSTA	EL ORO	Puerto Bolívar	3,35	S	4,3
COSTA	MANABI	Puerto López	1,57	S	3,87
COSTA	ESMERALDAS	Quinindé	0,33	S	3,66
COSTA	SANTA ELENA	Salinas	2,18	S	4,36
COSTA	SANTA ELENA	Salinas-La Puntilla	2,2	S	3,92
COSTA	GUAYAS	San Carlos	2,28	S	3,54
COSTA	ESMERALDAS	San Lorenzo	1,28	N	3,86
COSTA	EL ORO	Santa Rosa	3,45	S	3,66
COSTA	SANTO DOMINGO DE LOS TSACHILAS	Santo Domingo	0,23	S	3,44
COSTA	GUAYAS	Taura	2,33	S	3,71
COSTA	MANABI	Mutile	0,08	N	3,86

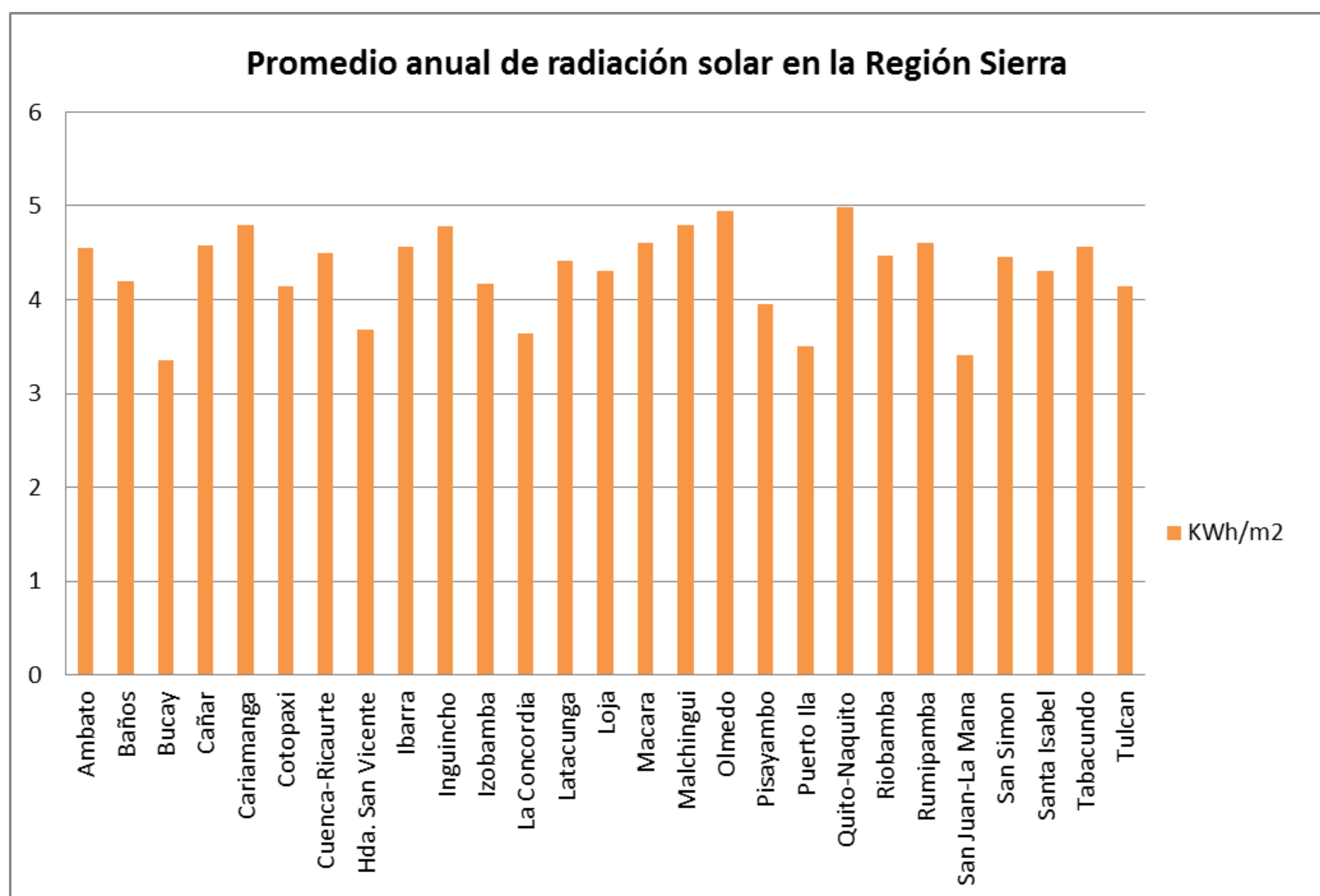
Tabla 2. 8 Promedio anual de radiación solar en la Región Costa
Fuente: Propia, con datos de Instituto de Ingeniería Solar, Universidad de Massachusetts



Gráfica 2. 4 Radiación Solar en la Región Costa
Fuente: Propia, con datos de Instituto de Ingeniería Solar, Universidad de Massachusetts

REGION	PROVINCIA	CIUDAD	LAT		RADIACION PROMEDIO
SIERRA	TUNGURAHUA	Ambato	1,28	S	4,55
SIERRA	TUNGURAHUA	Baños	1,4	S	4,2
SIERRA	CHIMBORAZO	Bucay	2,17	S	3,36
SIERRA	CAÑAR	Cañar	2,62	S	4,58
SIERRA	LOJA	Cariamanga	4,32	S	4,79
SIERRA	COTOPAXI	Cotopaxi	0,62	S	4,14
SIERRA	AZUAY	Cuenca-Ricaurte	2,85	S	4,5
SIERRA	CARCHI	Hda. San Vicente	0,57	S	3,68
SIERRA	PICHINCHA	Ibarra	0,35	N	4,56
SIERRA	IMBABURA	Inguincho	0,25	N	4,78
SIERRA	PICHINCHA QUITO	Izobamba	0,37	S	4,16
SIERRA	PICHINCHA	La Concordia	0,1	N	3,64
SIERRA	COTOPAXI	Latacunga	0,92	S	4,42
SIERRA	LOJA	Loja	4	S	4,31
SIERRA	LOJA	Macara	4,38	S	4,6
SIERRA	PICHINCHA	Malchingui	0,07	N	4,8
SIERRA	PICHINCHA	Olmedo	0,13	N	4,94
SIERRA	TUNGURAHUA	Pisayambo	1,07	S	3,95
SIERRA	PICHINCHA	Puerto illa	0,38	S	3,51
SIERRA	PICHINCHA	Quito-Naquito	0,13	S	4,99
SIERRA	CHIMBORAZO	Riobamba	1,67	S	4,47
SIERRA	COTOPAXI	Rumipamba	1,02	S	4,6
SIERRA	COTOPAXI	San Juan-La Mana	0,95	S	3,41
SIERRA	BOLIVAR	San Simón	1,65	S	4,46
SIERRA	AZUAY	Santa Isabel	3,33	S	4,31
SIERRA	PICHINCHA	Tabacundo	0,05	N	4,56
SIERRA	CARCHI	Tulcán	0,82	S	4,14

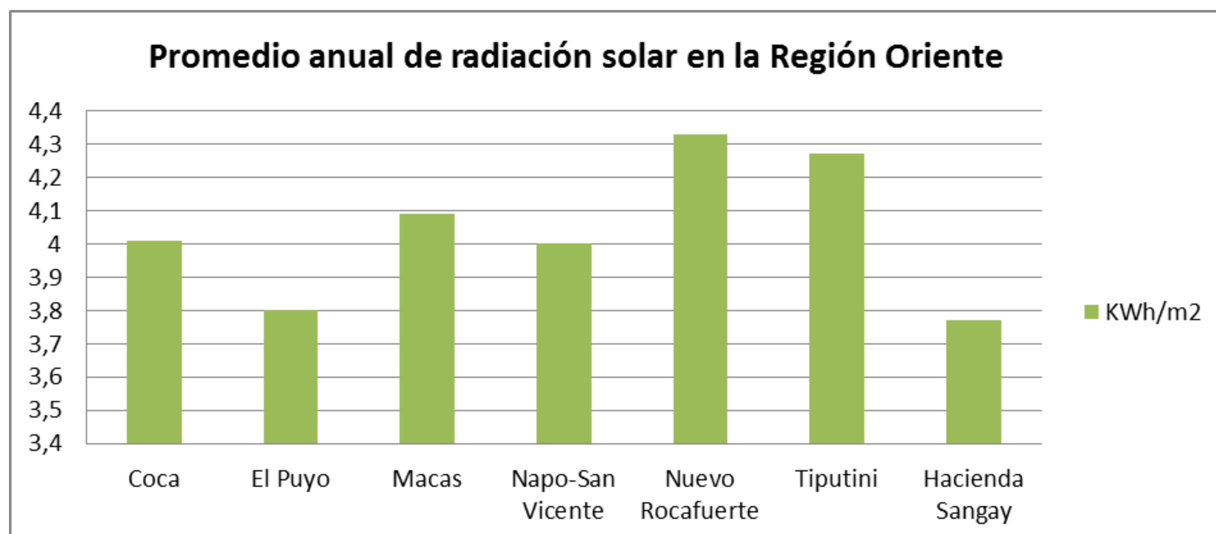
Tabla 2. 9 Promedio anual de radiación solar en la Región Sierra
Fuente: Propia, con datos de Instituto de Ingeniería Solar, Universidad de Massachusetts



Gráfica 2. 5 Radiación Solar en la Región Sierra
Fuente: Propia, con datos de Instituto de Ingeniería Solar, Universidad de Massachusetts

REGION	PROVINCIA	CIUDAD	LAT		RADIACION PROMEDIO
ORIENTE	ORELLANA	Coca	0,45	S	4,01
ORIENTE	PASTAZA	El Puyo	1,58	S	3,8
ORIENTE	MORONA SANTIAGO	Macas	2,3	S	4,09
ORIENTE	NAPO	Napo-San Vicente	0,57	S	4
ORIENTE	ORELLANA	Nuevo Rocafuerte	0,92	S	4,33
ORIENTE	ORELLANA	Tiputini	0,75	S	4,27
ORIENTE	MORONA SANTIAGO	Hacienda Sangay	1,7	S	3,77

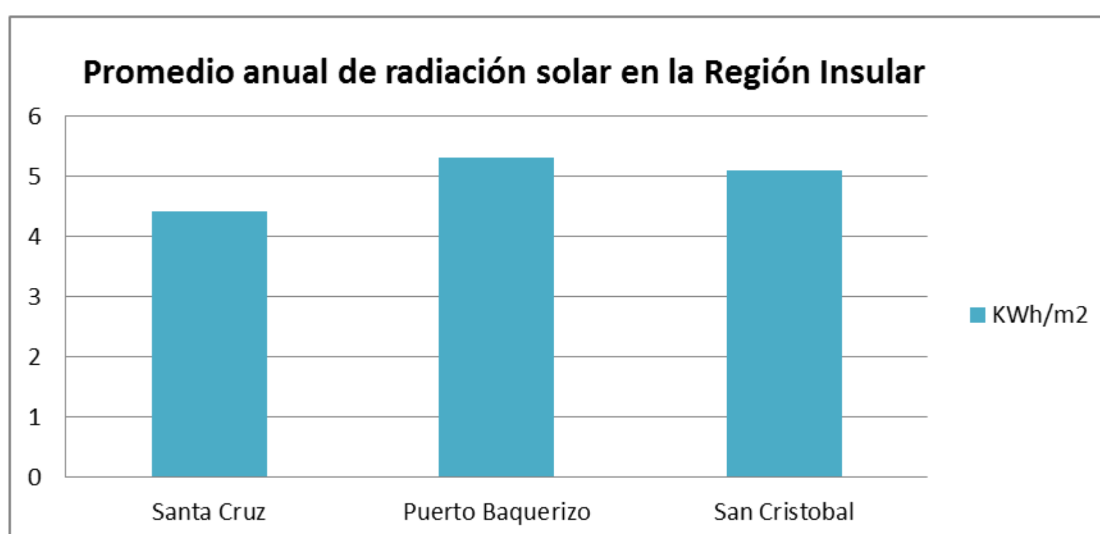
Tabla 2. 10 Promedio anual de radiación solar en la Región Oriente
Fuente: Propia, con datos de Instituto de Ingeniería Solar, Universidad de Massachusetts



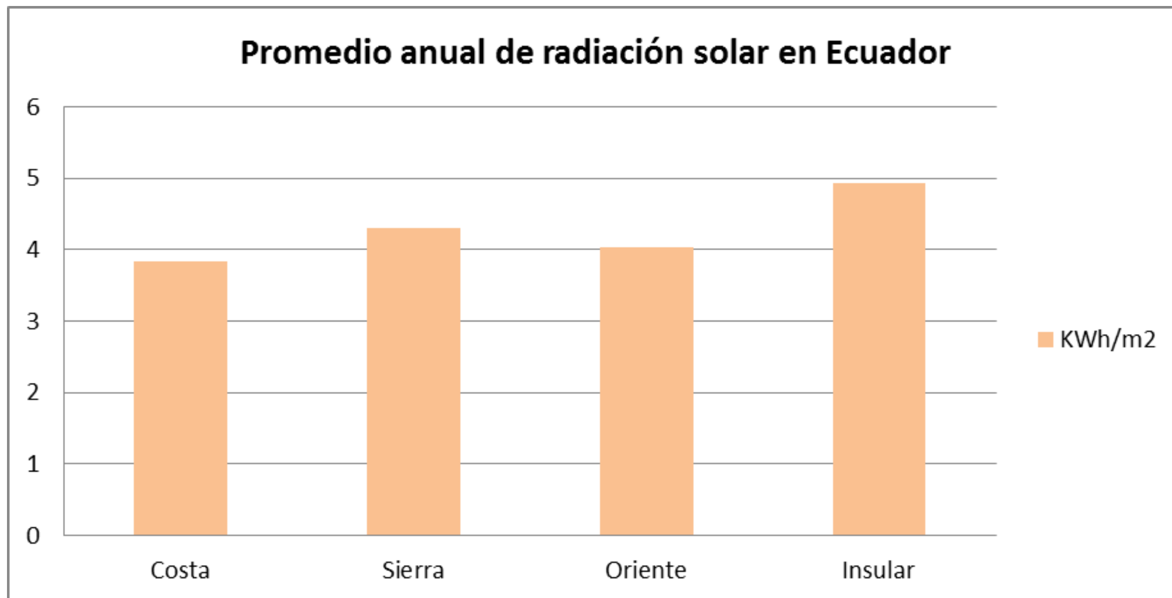
Gráfica 2. 6 Radiación Solar en la Región Oriente
Fuente: Propia, con datos de Instituto de Ingeniería Solar, Universidad de Massachusetts

REGION	PROVINCIA	CIUDAD	LAT		RADIACION PROMEDIO
INSULAR	GALAPAGOS	Santa Cruz	0,73	S	4,41
INSULAR	GALAPAGOS	Puerto Baquerizo	0,90	S	5,31
INSULAR	GALAPAGOS	San Cristóbal	0,9	S	5,09

Tabla 2. 11 Promedio anual de radiación solar en la Región Insular
Fuente: Propia, con datos de Instituto de Ingeniería Solar, Universidad de Massachusetts



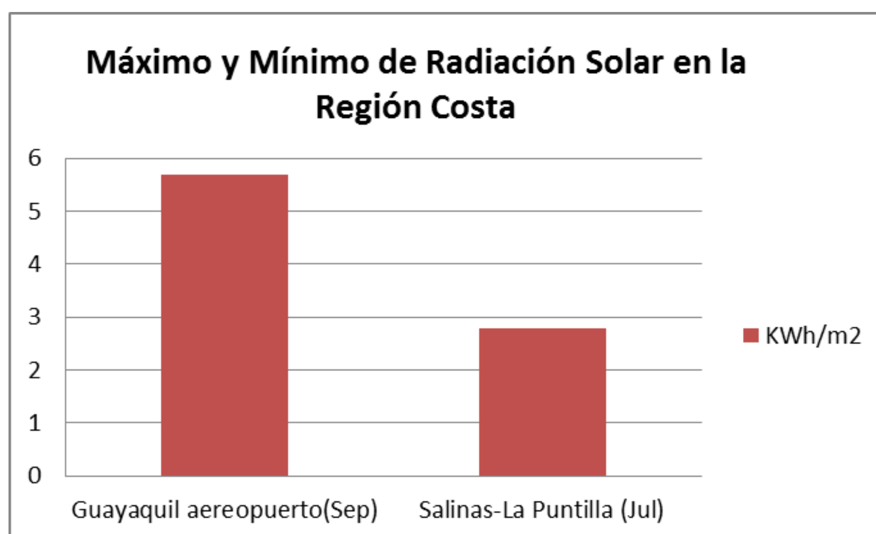
Gráfica 2. 7 Radiación Solar en la Región Insular
Fuente: Propia, con datos de Instituto de Ingeniería Solar, Universidad de Massachusetts



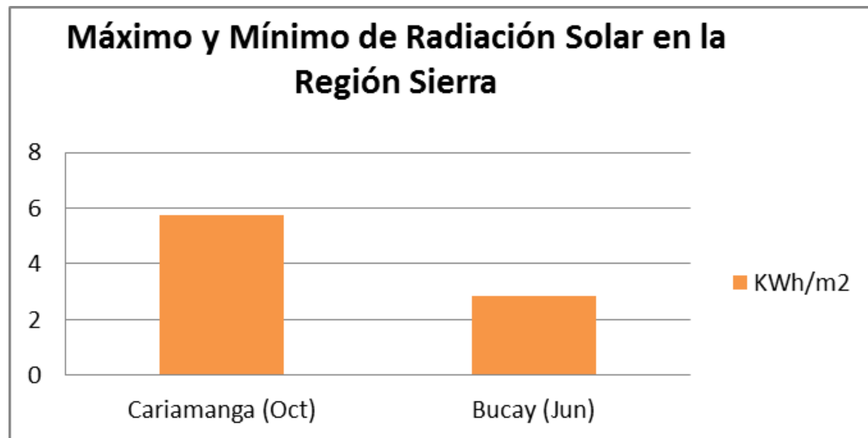
Gráfica 2. 8 Radiación Solar en el Ecuador
Fuente: Propia, con datos de Instituto de Ingeniería Solar, Universidad de Massachusetts

Es interesante analizar la gráfica 2.8 en donde se observa que la mayor radiación solar es captada en las Islas Galápagos, y contrariamente a lo que generalmente se piensa; la Región Costa recibe la menor cantidad de energía solar.

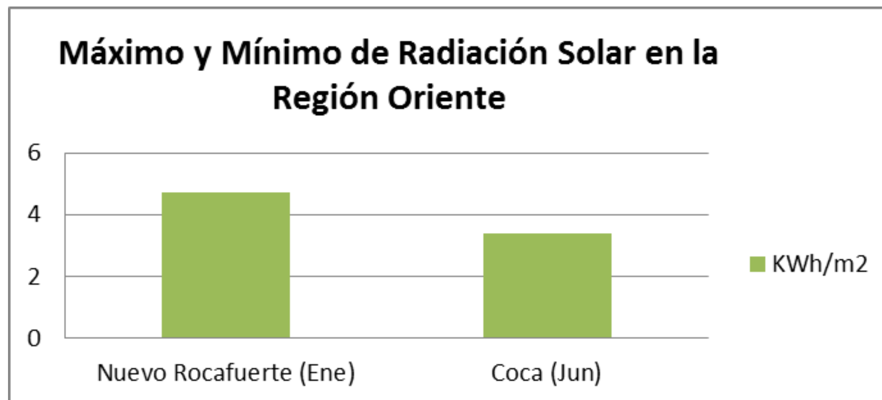
Los valores de irradiación en cada Latitud del planeta presentan una variación significante a través del tiempo dependiendo directamente de la posición de la Tierra respecto al Sol, la inclinación del planeta en su propio eje y la cantidad de nubosidad o polución presente en la atmósfera. En las siguientes gráficas veremos la diferencia entre los valores máximos y mínimos de cada región; especificando el mes del año donde alcanzan estos límites.



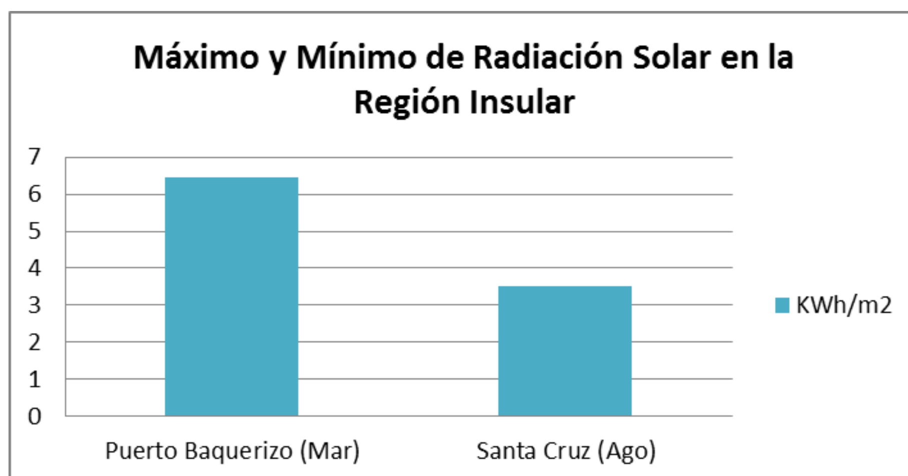
Gráfica 2. 9 Máximo y mínimo de radiación solar en la Región Costa
Fuente: Propia, con datos de Instituto de Ingeniería Solar, Universidad de Massachusetts



Gráfica 2. 10 Máximo y mínimo de radiación solar en la Región Sierra
Fuente: Propia, con datos de Instituto de Ingeniería Solar, Universidad de Massachusetts



Gráfica 2. 11 Máximo y mínimo de radiación solar en la Región Oriente
Fuente: Propia, con datos de Instituto de Ingeniería Solar, Universidad de Massachusetts



Gráfica 2. 12 Máximo y mínimo de radiación solar en la Región Insular
Fuente: Propia, con datos de Instituto de Ingeniería Solar, Universidad de Massachusetts



Como se indicó en el procedimiento manual de cálculo para diseño de sistemas fotovoltaicos, el dato de radiación que se debe tomar para los cálculos es el más bajo presentado en el transcurso de los 12 meses del año. Por tanto para el análisis de las zonas más óptimas y deficientes en Ecuador se debe tomar los valores más bajos del año, y con ellos comparar sus escalas y realizar los diseños.

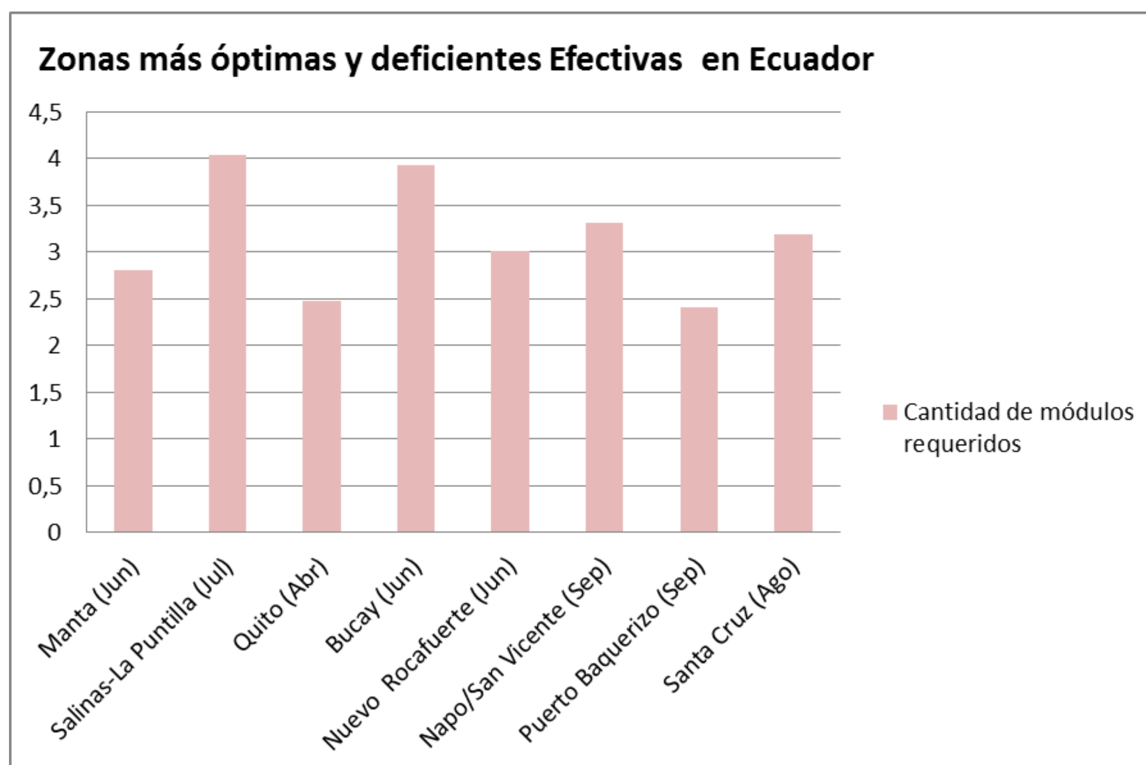
Las condiciones iniciales para el cálculo serán las mismas que se presentaron en los modelos anteriores; modificando únicamente las zonas geográficas y por tanto su nivel de irradiación solar.

Recordando que el número de baterías requeridas depende de la carga que se pretenda alimentar; factor constante para todos los diseños que presentaremos a continuación, el resultado es exactamente igual; generando la necesidad de incluir 2 unidades en serie para obtener los 24 V dc determinados en nuestro diseño y 4 unidades conectadas en paralelo para soportar la capacidad requerida. Por tanto el número total es de 8 baterías de 150 Ah.

Al variar los datos de radiación solar se necesitará un mayor o menor número de módulos fotovoltaicos que sean capaces de abastecer los requerimientos para la carga de los acumuladores.

Región	**Provincia**	**Zona**	**Radiación más baja del año**	**Mes**	**Paneles requeridos**
Costa	Manabí	Manta	4	Junio	**2,80949598**
Costa	Santa Elena	Salinas-La Puntilla	2,79	Julio	**4,04567422**
Sierra	Pichincha	Quito	4,53	Abril	**2,48200872**
Sierra	Chimborazo	Bucay	2,9	Junio	**3,92783905**
Oriente	Orellana	Nuevo Rocafuerte	3,7	Junio	**3,01915986**
Oriente	Napo	Napo/San Vicente	3,4	Septiembre	**3,31612641**
Insular	Galápagos	Puerto Baquerizo	4,68	Septiembre	**2,40813941**
Insular	Galápagos	Santa Cruz	3,5	Agosto	**3,18557022**

Tabla 2. 12 Paneles requeridos para las zonas más optimas y deficientes del Ecuador calculadas con las mismas condiciones en todos los casos. Radiación en kWh/m^2. Fuente: Propia



Gráfica 2. 13 Zonas más óptimas y deficientes en Ecuador.
Fuente: Propia



CAPITULO 3

ENERGIA TERMO SOLAR

3.1 Sistema solar térmico

Los sistemas solares térmicos al principio fueron instalaciones elaboradas de forma artesana, pero al darse cuenta del importante aporte del Sol y del ahorro energético, estos sistemas han ido evolucionando incorporándose de manera industrial a nivel mundial.

En nuestro país la implementación de sistemas termo solar para agua caliente sanitaria A.C.S., va teniendo acogida con la aparición de ordenanzas municipales, como es el caso por ejemplo de Alemania, España y Japón.

Para la implementación de un sistema termo solar así como la fotovoltaica, se tiene la necesidad de realizar una inversión inicial elevada, con un horizonte de vida media de instalación superior a los veinte años.

Para instalaciones térmicas de pequeño tamaño, tal como el doméstico, existen equipos solares domésticos homologados (ESDH).

El objetivo del sistema termo solar es aprovechar la radiación solar y conseguir el máximo ahorro de energía.

Por captación térmica entendemos a la transformación de energía solar en calor, aumentando la temperatura de un fluido de trabajo, y, almacenando dicha energía térmica en el mismo fluido de trabajo de los colectores o en el agua de consumo.

La cantidad de energía solar aprovechable depende de factores como diseño, localización, control, agentes atmosféricos y calidad de los materiales dentro de la instalación.

En la actualidad en los sistemas termo solares, sus captadores o colectores pueden aprovechar del 30 al 60% de radiación solar incidente. El suministro de energía anual media proporcionado por el sol sobre cada metro cuadrado equivale al contenido energético de 100 litros de petróleo en las latitudes medias y hasta 230 litros de petróleo en las zonas desérticas. [11]

[11] Dr. Felix A. Peuser - Karl-Heinz Remmers - Martin Schnauss, Sistemas Solares Térmicos. Diseño e Instalación. SOLARPRAXIS, CENSOLAR

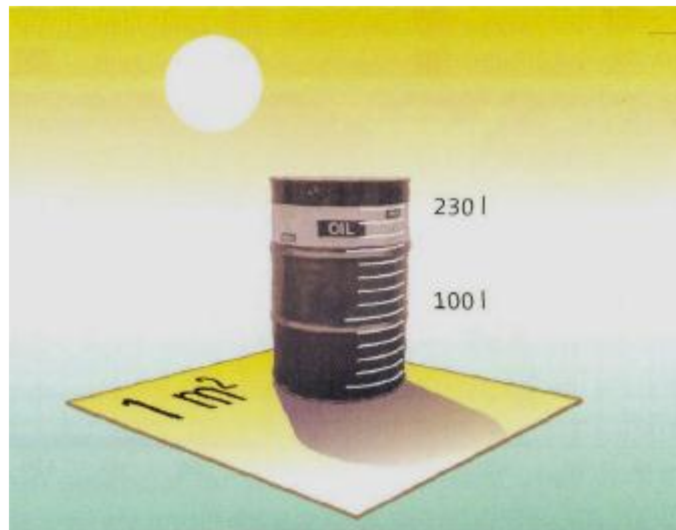


Figura 3. 1 Radiación solar anual por m^2 equivalente a un contenido energético de 100 a 230 litros de petróleo.

El diseño e implementación de un sistema termo solar debe ser lo más sencilla y mínima posible para reducir costos, cumpliendo criterios para cubrir la demanda deseada.

Un equipo solar doméstico es considerado como compacto o termosifón, fabricado de manera estándar tanto en características como en configuración, obteniendo resultados uniformes en prestaciones certificando su eficiencia y durabilidad.

El estudio se enfocará a la energía solar térmica de baja temperatura la cual se encuentra a temperaturas bordeando los 80 a 100°C, cuyo principal objeto es el calentamiento de agua sanitaria y climatización de piscinas, cubriendo así:

- 90% de las necesidades en cuanto al A.C.S.
- 100% de las necesidades para la climatización de piscinas.
- Entre el 50 a 70% en cuanto a calefacción.

Estas instalaciones tienen una vida media útil entre los 25 y 30 años, y se amortizan aproximadamente entre 5 – 7 años, según el precio actual de los distintos combustibles fósiles existentes. Los colectores estándar tienen 2 m^2 de superficie.

En otros lugares, como en la Comunidad de Castilla y León (España), se suele subvencionar hasta la superficie ocupada por las tuberías y la superficie de los acumuladores. [12]

En una instalación termo solar tenemos los siguientes circuitos:

[12] Pedro Sánchez, Asesor Solar, DOSIER DE INSTALACIONES SOLARES FOTOVOLTAICAS Y TÉRMICAS. GRUPO ENERPAL

- Un circuito primario, conocido como hidráulico.- formado por colectores y tuberías y puede unir colector - intercambiador – acumulador.

- Un circuito secundario, por el cual circula el agua de consumo.

- Un sistema auxiliar, el cual se encarga de obtener la temperatura del A.C.S. deseada, generalmente este valor depende del usuario y su valor se encuentra en el rango de 45 a 60°C.

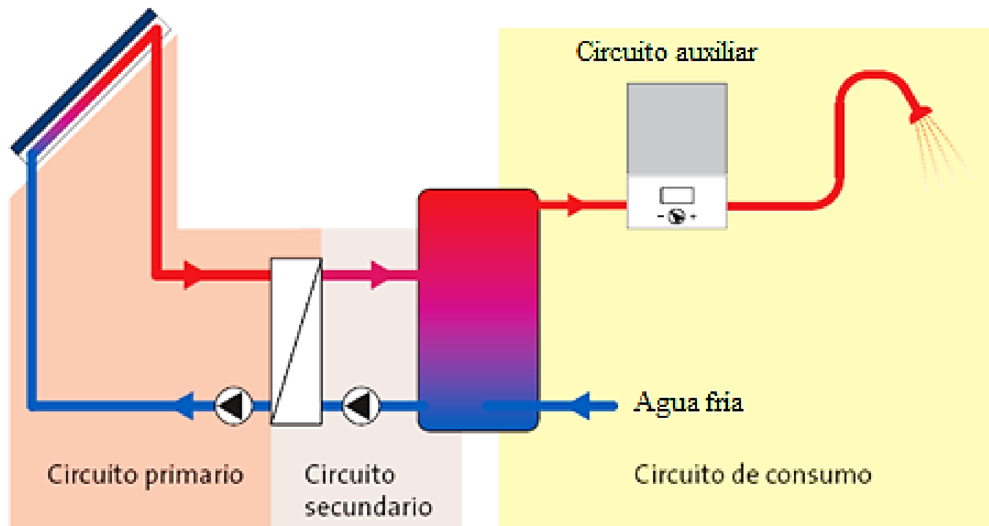


Figura 3. 2 Circuitos dentro de un sistema termo solar
Fuente: Centro español de información del cobre

3.1.1 Componentes de una instalación solar térmica

- Sistema de captación.- Conformado por uno o varios captadores, que expuestos a la energía solar calientan el fluido que llevan dentro.

- Sistema de acumulación.- encargado de almacenar el agua caliente.

- Sistema de intercambio.- encargada de transferir el calor del fluido del captador o colector al agua de consumo.

- Sistema hidráulico.- conduce el fluido o agua caliente, constituido por tuberías, válvulas, bombas.

- Sistema de regulación y control.- encargado del correcto funcionamiento del equipo termo solar.

- Sistema de energía auxiliar.- en caso de que la energía solar no sea la suficiente o el sistema termo solar no cubra la demanda del consumo de A.C.S.

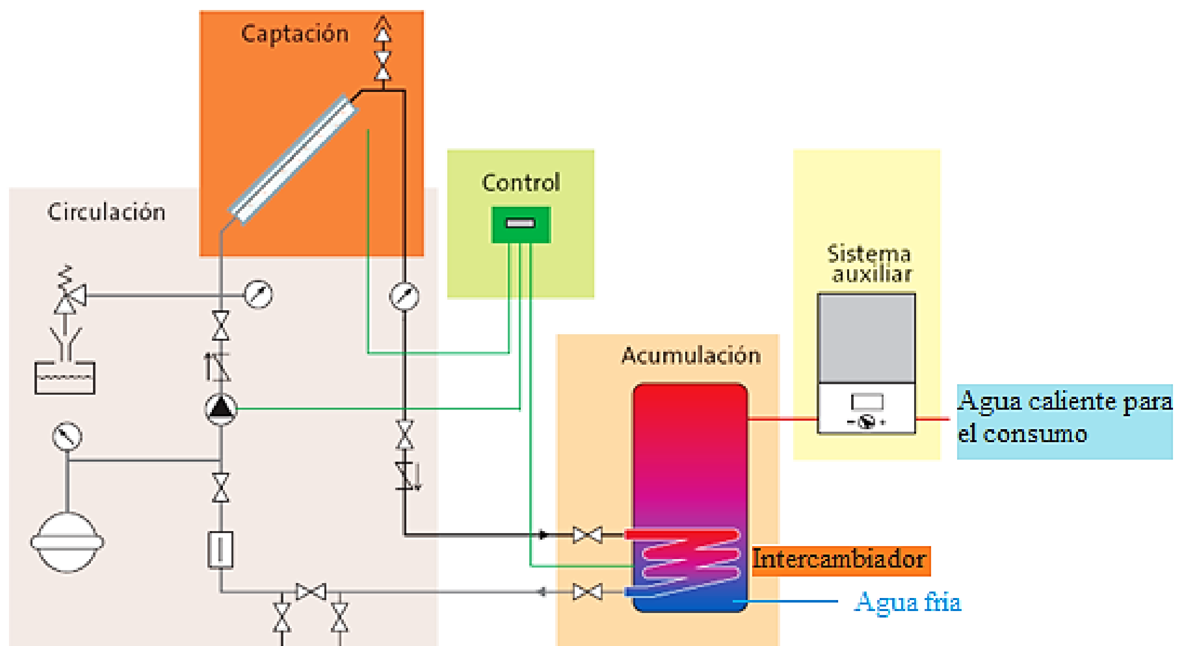


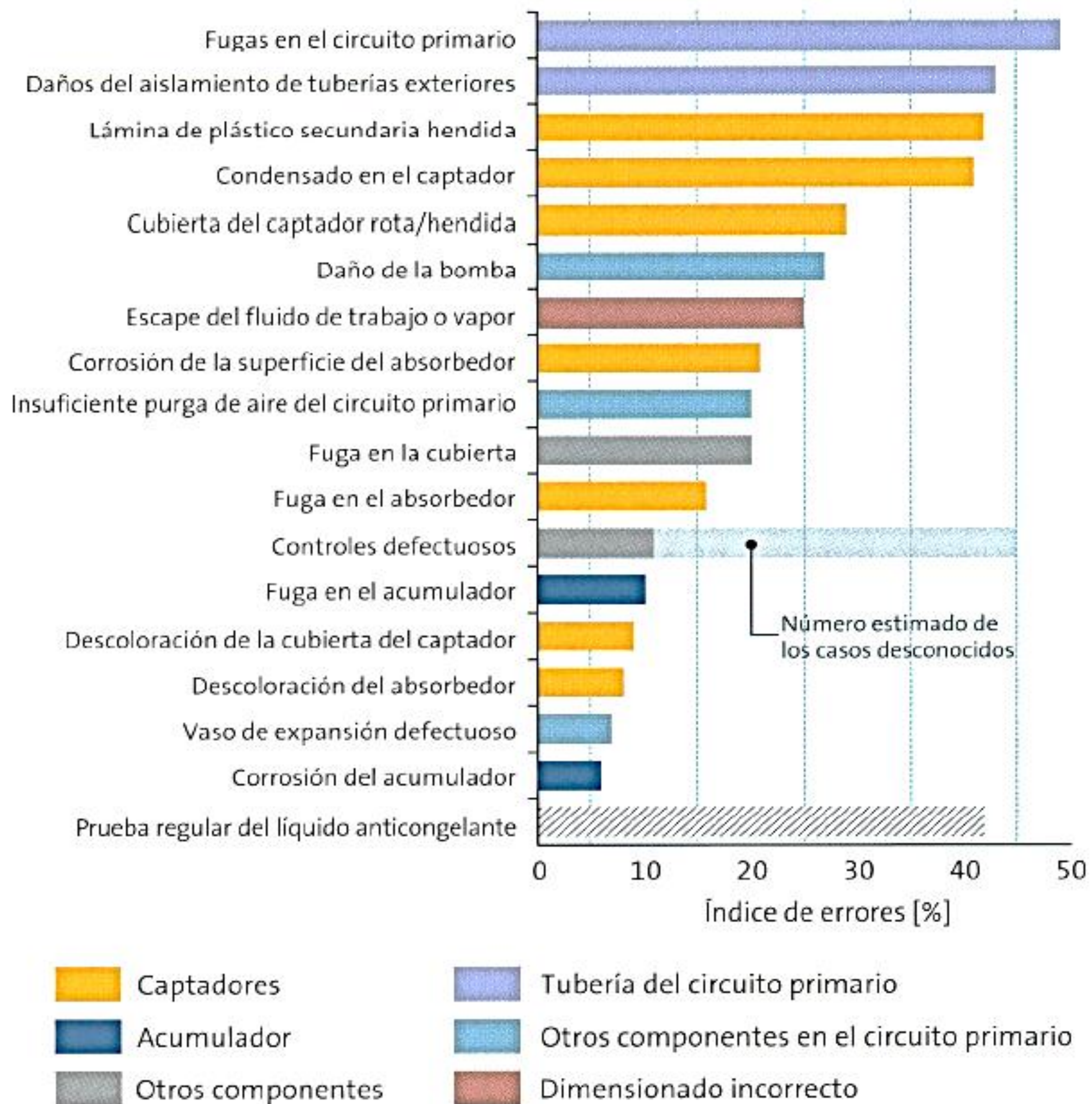
Figura 3. 3 Sistemas dentro de una instalación térmica solar.
Fuente: Centro español de información del cobre

3.1.2 Argumentos a favor de los sistemas solares térmicos

- No emiten emisiones, teniendo concientización medioambiental.
- Tiempo de duración mayor a los 20 años (25 con materiales de excelente calidad).
- Utilizan energía inagotable y gratuita.
- Evitan consumo innecesario de combustibles o red eléctrica.
- Gran ahorro económico, con elevada inversión inicial.
- Mínimo mantenimiento periódico, con bajo consumo energético para el sistema auxiliar.
- En edificios con instalación termo solar, se aprecia con mayor claridad el ahorro económico.
- En ciertos países, casas y edificios con instalaciones termo solares son más apreciables para su venta y tienen beneficios ante impuestos y subvenciones gubernamentales.

3.1.3 Fallos o defectos que pueden presentar los sistemas solares térmicos

Mediante encuestas realizadas en Alemania, según el inventario del Programa de Inversión Futura (ZIP), realizado a principios del año 2000, mediante encuestas se obtuvieron los siguientes resultados:



Gráfica 3. 1 Frecuencia de fallos en sistemas solares térmicos del Programa de Inversión Futura Zip a principios de 2000
Fuente: Dr. Felix A. Peuser - Karl-Heinz Remmers - Martin Schnauss, Sistemas Solares Térmicos. Diseño e Instalación. SOLARPRAXIS, CENSOLAR

En la gráfica anterior se puede apreciar en donde y en que partes de una instalación térmica solar se debe prestar más atención en el momento de realizar la instalación, de la calidad de los materiales con los que se debe trabajar, y a la hora de realizar mantenimiento.



3.1.4 Condiciones para la vida útil de los sistemas solares térmicos.

- Tener un dimensionamiento correcto de acuerdo al consumo.
- Evitar sobrecalentamientos frecuentes y prolongados.
- Diseño o configuración adecuada del sistema térmico solar.
- Selección en materiales (certificación y autentificación) a utilizar.
- Montaje, supervisión, y mantenimiento cuidadoso en el sistema térmico solar.
- Adecuado control para el sistema.
- Conocimiento de la calidad del agua potable.

3.2 Rendimiento del sistema termo solar

Cuando se indique un rendimiento debe ser de acuerdo a qué tipo de definición o de que parámetros se utilizaron, como por ejemplo la energía solar incidente sobre el campo de colectores, la inclinación y ubicación de los colectores, área de captación utilizada, etc. Lo que es importante, es distinguir si el rendimiento es instantáneo o es un rendimiento medio en un determinado período.

3.2.1 Rendimiento del circuito primario

Este tipo de rendimiento muestra la relación entre la energía térmica que se transfiere en un período de tiempo, dado al intercambiador o al acumulador; en este tipo de rendimiento no se consideran las pérdidas térmicas en las tuberías de conexión entre los elementos colector-intercambiador o colector-acumulador, por lo que se trata de un rendimiento superior al rendimiento de todo el sistema.

3.2.2 Rendimiento del sistema

Este tipo de rendimiento muestra la relación entre la energía térmica que se transfiere en un período de tiempo dado al sistema convencional a través del sistema solar térmico completo, y la radiación solar que incide en el mismo período sobre el campo de captadores. Aquí se estiman las pérdidas térmicas de los componentes.

En el caso de un sistema termosifón el rendimiento se realiza mediante un balance energético, por medio del consumo de agua caliente menos la energía convencional y las pérdidas térmicas, debido a es difícil medir el caudal mecánicamente sin influir en la circulación en el circuito primario.



- **Fracción solar.-** Denominada también cobertura solar, es la relación existente entre la energía suministrada por la parte solar de una instalación y la energía total suministrada para obtener agua caliente para el consumo.

- **Carga de consumo especifica.-** La carga de consumo específica, se indica el volumen del agua que se ha de calentar, en litros, por día y por metro cuadrado de área de captación dentro de una instalación solar para producción de A.C.S.

En Europa central se recomienda cargas de consumo especifica de entre 60 y 70l/m^2*día, con un valor de 50 l/m^2*día presupone un sobre dimensionado en la instalación.[13]

3.3 Clasificación de las instalaciones solares térmicas

Dependiendo del tipo de configuración para producir A.C.S. y del tipo de apoyo de agua caliente (piscinas o calefacción) que se desea adoptar las instalaciones se deben clasificar de acuerdo a los siguientes criterios:

a.- Principio de circulación

Principio de movimiento del fluido caloportador que circula en el circuito primario, en este principio destacamos dos tipos de instalación:

- Instalaciones por termosifón, funcionamiento por convección natural.
- Instalaciones por circulación forzada, adición de bombas eléctricas.

b.- Sistema de expansión

En este tipo de sistema el fluido caloportador en el circuito primario está sometido a variaciones de temperatura considerables, desde heladas hasta temperaturas de alta radiación (170°C) o de consumo cero, por este motivo se utilizan sistemas de expansión , que contienen elementos que absorben estas variaciones de temperatura, teniendo así los siguientes sistemas:

- Sistemas abiertos, en contacto con la atmosfera.
- Sistemas cerrados, con vasos de expansión.

c.- Sistema de intercambio

En este tipo de sistema se configura la forma de transferir el calor del circuito primario al secundario, teniendo las siguientes configuraciones:

- Sistemas directos, fluido del circuito primario es el agua de consumo.

[13] Dr. Felix A. Peuser - Karl-Heinz Remmers - Martin Schnauss, Sistemas Solares Térmicos. Diseño e Instalación. SOLARPRAXIS, CENSOLAR

- Sistemas indirectos, con intercambiador de calor entre circuito primario y de consumo, normalmente cuando el fluido de trabajo no puede ser utilizado para el consumo.

d.- Según la solución de integración con el sistema de energía auxiliar

En la clasificación siguiente se tomará en consideración que se alimentará una caldera de gas tipo modulante con agua caliente o precalentada partiendo de una acumulación solar centralizada o distribuida.

- Sistema con acumulación solar y auxiliar centralizada
- Sistema con acumulación solar centralizada que alimenta a una caldera de gas natural individual del tipo mixto modulante
- Sistema con acumulación solar centralizada que alimenta a termos eléctricos
- Sistema con acumulación solar distribuida que alimenta a una caldera de gas individual natural de tipo mixto modulante

e.- Según la aplicación

- Sistemas solares térmicos para la producción de A.C.S.
- Sistemas solares térmicos para calentamiento de piscinas.
- Sistemas solares térmicos para apoyo a calefacción.
- Sistemas solares térmicos para aplicaciones de refrigeración.

3.3.1 Instalación según el principio de circulación

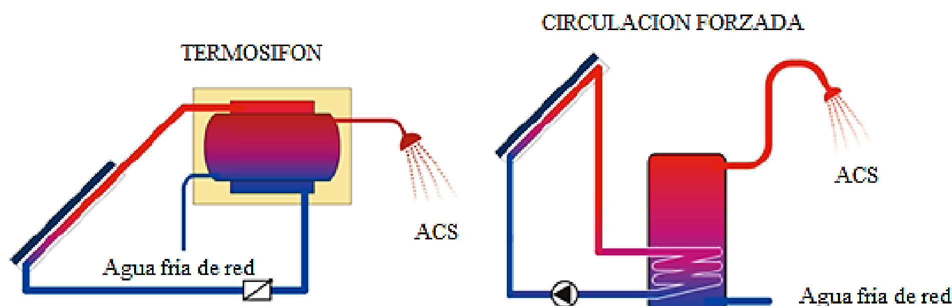


Figura 3. 4 Instalación termo solar según el principio de circulación
Fuente: Centro español de información del cobre

3.3.1.1 Instalaciones por termosifón

En este tipo de instalación se trabaja con el cambio de densidad que presenta el fluido (convección natural), es decir, el fluido que se encuentra en el colector aumenta de temperatura debido a la radiación solar, disminuyendo su densidad tendiendo a ascender. Es usado generalmente en instalaciones solares pequeñas pueden conectarse los captadores en paralelo y en retorno invertido.

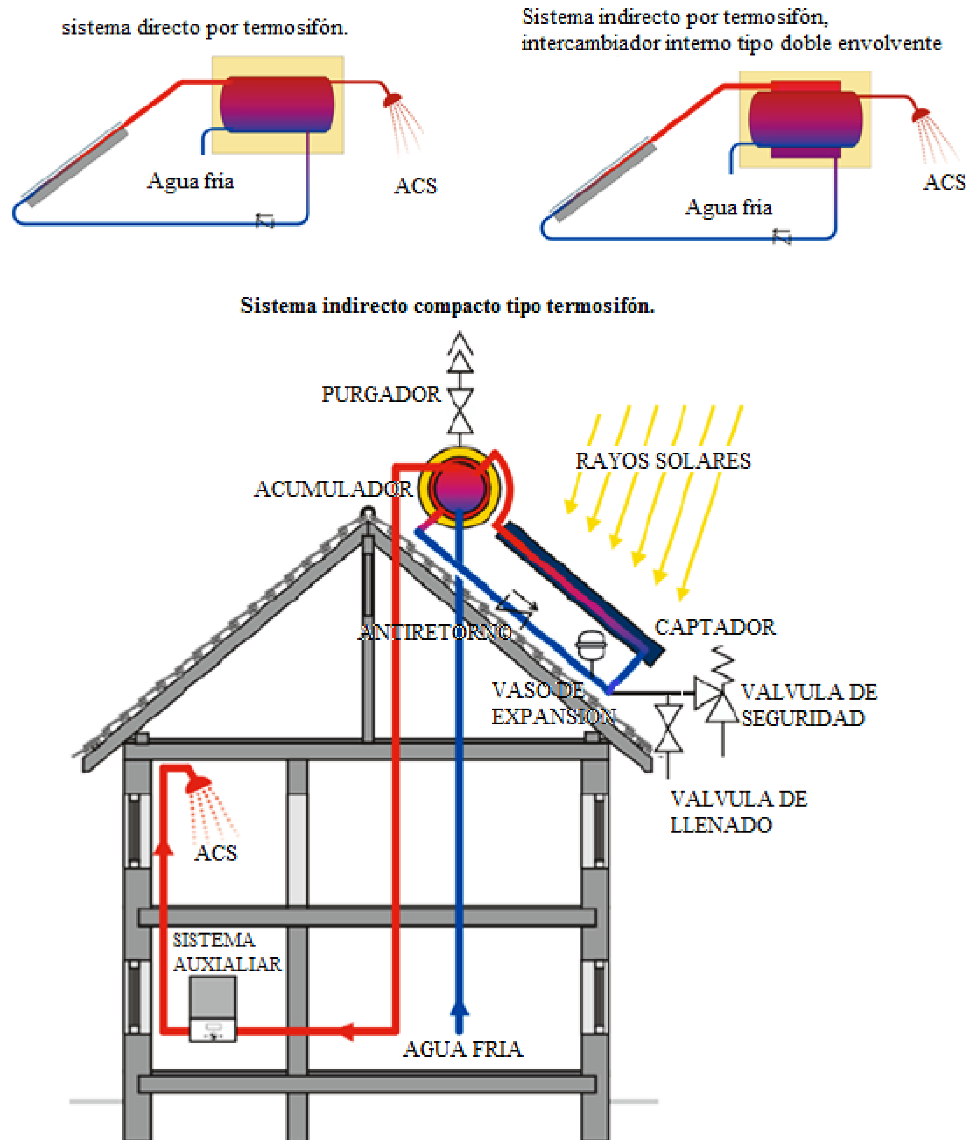


Figura 3. 5 Esquema de un sistema termosifón (indirecto) con el acumulador colocado por encima del captador

En el depósito de almacenamiento se puede tener el fluido caliente en la parte alta mientras que en el fondo se puede tener el fluido frio el cual por medio de tubería regresa a entrada de los colectores. Este tipo de instalación trabaja sin bombas de circulación o control.

Este tipo de instalación es más apropiado en zonas climáticas cálidas, donde no se presentes climas con heladas y todo el sistema puede colocarse en el exterior, con el acumulador por encima del colector.

Se tendrá movimiento del fluido mientras se exista variación de temperatura entre colectores y acumulador, al llegar a una igualación de temperaturas se detendrá el movimiento del fluido.

Se dice sistema indirecto debido a que tiene un sistema de almacenamiento, mientras que un sistema directo, el agua caliente de consumo es la que sale del o de los colectores.

En este tipo de instalación debido a que el caudal que asciende es pequeño, el colector debe contar con tuberías de diámetros grandes, con tramos rectos y cortos, esto ayuda a mantener bajas pérdidas de carga.

3.3.1.2 Instalaciones por circulación forzada

En este tipo de instalación, el movimiento del fluido se lo realiza por medio de una bomba eléctrica, el caudal de fluido que se manejan en este tipo de instalación generalmente se encuentra en el rango del doble que una instalación por termosifón, por lo que da lugar a saltos de temperatura de 5°C en el fluido de los colectores.

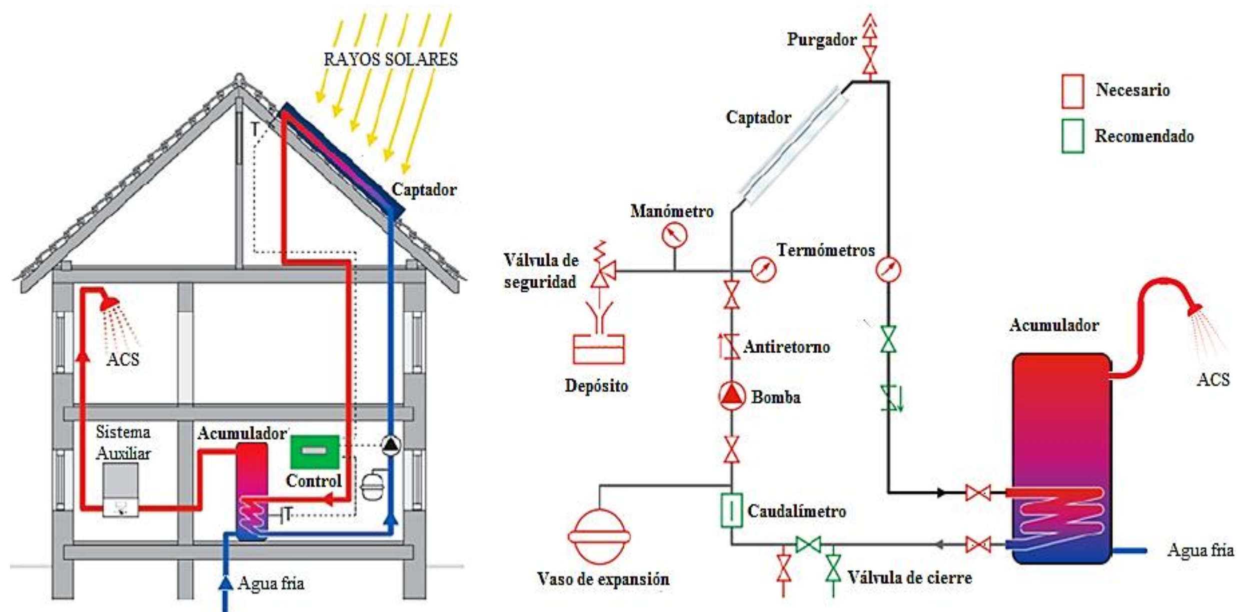


Figura 3. 6 Instalación solar típica de circulación forzada, con sus principales componentes

En esta instalación se debe contar con un control diferencial de temperatura entre la salida de los colectores y la parte inferior del acumulador, es decir, si la temperatura en la salida de los colectores es mayor en 6°C a la parte inferior del acumulador se accionan las bombas para almacenar la energía calorífica en el acumulador.

Las bombas se pararán cuando la diferencia de temperatura sea de 3°C. Para obtener las temperaturas se puede realizar mediante sondas y la diferencia de temperatura podemos controlarla mediante un termostato.

En este tipo de instalación se debe tener en consideración los depósitos calcáreos en el lado secundario del intercambiador, estos depósitos comienzan a los 60°C en adelante.

3.3.2 Instalación según el sistema de expansión

3.3.2.1 Sistemas de expansión abierta

En este tipo de configuración el fluido del circuito primario está constantemente en contacto con la atmosfera, dichos elementos que absorben la variación de temperatura se fijan en una altura superior a la del circuito primario.

3.3.2.2 Sistemas de expansión cerradas

En este caso el fluido está separado de la atmósfera, en este tipo de instalación se coloca un vaso de expansión que contiene una membrana elástica que divide al vaso, por un lado contiene el fluido del circuito primario y por otro contiene un gas a cierta presión (puede ser simplemente aire).

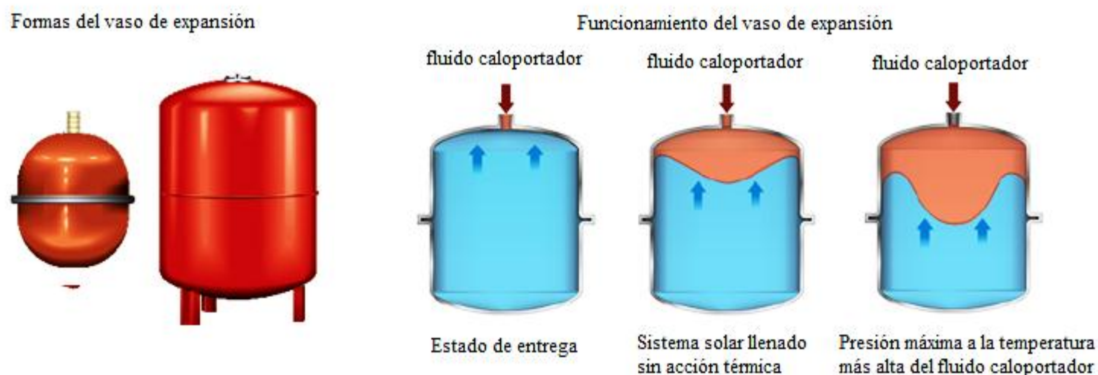


Figura 3. 7 Formas y funcionamiento del vaso de expansión.
Fuente: Centro español de información del cobre

Un vaso de expansión compensa los cambios de volumen del fluido de trabajo debido a la dilatación térmica. Funcionando así como una válvula, que, cuando el fluido se calienta aumenta su presión deformando la membrana y dejando pasar el fluido, y cuando el fluido esta frio la presión de la membrana es mayor manteniendo al fluido en el circuito primario.

De esta manera se puede controlar la presión, y cuando el sistema vuelve a enfriarse impide la introducción de aire.

3.3.3 Clasificación según el sistema de intercambio

3.3.3.1 Sistemas de intercambio de forma directa

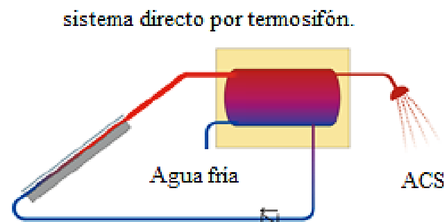


Figura 3. 8 Sistema de intercambio de forma directa

En este tipo de sistema el fluido del circuito primario es el agua de consumo, es decir el fluido de trabajo es el agua de consumo.

En este tipo de sistema como el fluido de trabajo es el agua a consumir, se debe tener precaución con la corrosión y cierta suciedad que se producirá con la circulación del agua de la red debido a que contiene oxígeno. Estos problemas con el tiempo afectan a la salud y al rendimiento de los colectores.

3.3.3.2 Sistemas de intercambio de forma indirecta

En este tipo de sistema el fluido no es consumido, al fluido se lo considera dentro un circuito independiente, en este tipo de configuración se utiliza un intercambiador de calor.

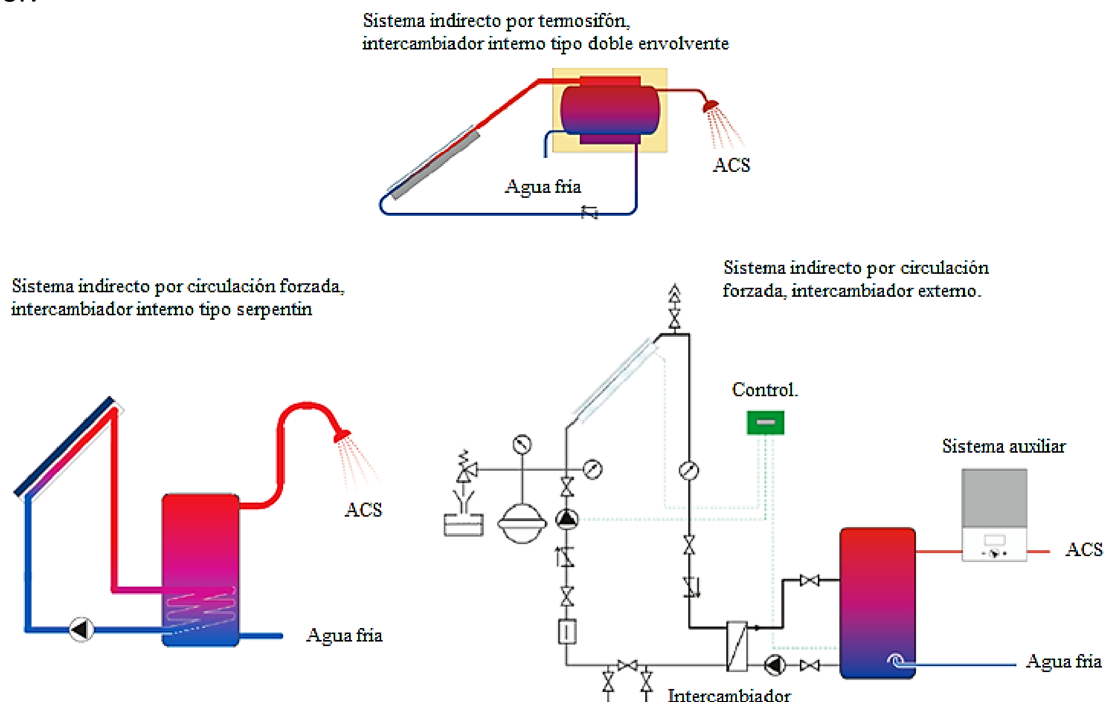


Figura 3. 9 Sistemas de intercambio de forma indirecta



Un intercambiador transfiere el calor del fluido de trabajo al agua de consumo, pero dentro de este proceso se presentan ciertas ventajas y desventajas. Una desventaja de la utilización de un intercambiador es la pérdida de rendimiento del sistema de calentamiento, dicha pérdida puede ser reducida con un adecuado dimensionamiento.

Una ventaja de este sistema, es que al ser el fluido de trabajo independiente del fluido de consumo se evita consumir o estar en contacto con ciertas corrosiones, aditivos (añadiendo al agua glicol para evitar que se congele), y depósitos calcáreos que pueden presentarse en el fluido de trabajo. Como otra ventaja, es que la presión del agua de la red no afecta a la presión en los colectores o del fluido de trabajo.

3.3.4 Clasificación según la solución de integración con el sistema de energía auxiliar

3.3.4.1 Acumulación solar y auxiliar centralizada

Este tipo de instalación es el más generalizado pero cuando se trata de implementarlo en un edificio de viviendas pueden darse los siguientes problemas:

- Requiere de mayor espacio ya que se utiliza un sistema de acumulación, un sistema de acumulación de apoyo, una caldera, y el sistema de captación.
- Dificultad al momento de repartir el A.C.S. entre las viviendas, según el RITE (Reglamento de Instalaciones Térmicas en edificios en España) se debe colocar un medidor de A.C.S. por vivienda.
- El impacto visual que puede producir al usuario.
- Uso discontinuo de la caldera.
- Los costos globales de la instalación son elevadas debido al espacio, a los acumuladores y caldera a utilizar.

3.3.4.2 Acumulación solar centralizada que alimenta a una caldera de gas natural individual del tipo mixto modulante

Este tipo de configuración por simplicidad y ahorro energético, puede ser considerada como la más adecuada en viviendas en edificios. Consta con un acumulador central y se distribuye el agua caliente para cada vivienda pasando por la caldera, la cual no debe encenderse si la temperatura está sobre un rango deseado, evitando gastos de combustible innecesario. Luego de que el agua pase por la caldera, se puede colocar un sistema de mezcla de agua aumentando así el caudal de A.C.S. a utilizarse.

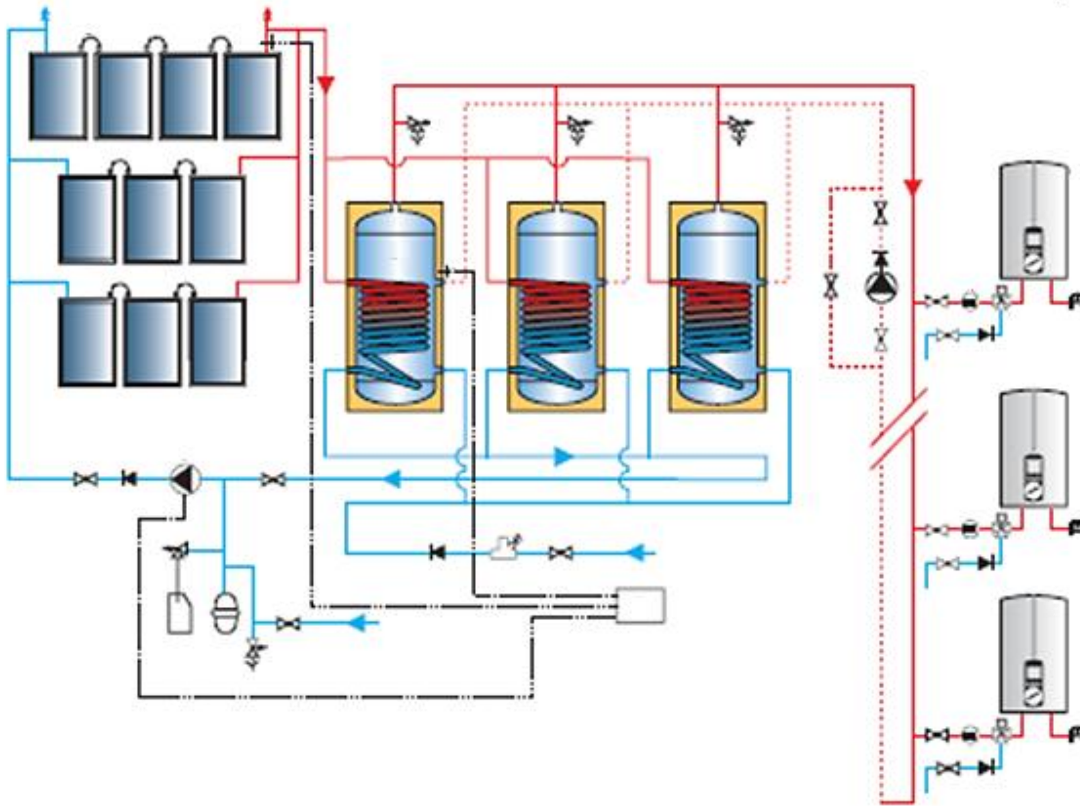


Figura 3. 10 Acumulación centralizada con apoyo individual.
Fuente: ENERGÍA SOLAR TÉRMICA. Catálogo Técnico. SALVADOR ESCODA S.A.

3.3.4.3 Acumulación solar centralizada que alimenta a termos eléctricos

En este tipo de instalación la energía auxiliar no es gas, es similar a la instalación anterior, en este caso se tiene la acumulación central pero con la diferencia de que el A.C.S. va a los termos eléctricos por vivienda. El A.C.S. de los acumuladores puede o no ir a los termos eléctricos.

3.3.4.4 Acumulación solar distribuida que alimenta a una caldera de gas individual natural de tipo mixto modulante

Es este tipo de instalación se tiene dos tipos de configuraciones:

- Acumulación distribuida directa.- Cuando el primario o colector solar llega a cada uno de los intercambiadores y colectores individuales, cada colector está conectado a una caldera individual.

- Acumulación distribuida indirecta.- Se cuenta con un acumulador como secundario y desde este se distribuye a los acumuladores de cada vivienda, también cada acumulador está conectado a su respectiva caldera.



En estas clases de instalaciones se debe considerar que en el caso de acumulación distribuida indirecta se tiene un segundo colector, mientras que en el de distribución directa aunque parezca óptimo se da lugar a una pérdida de calor debido a la ausencia de ése colector.

3.3.5 Clasificación según la aplicación

3.3.5.1 Sistemas solares térmicos para la producción de A.C.S.

Las instalaciones solares térmicas aparecen debido a que los seres humanos consumen gran cantidad de agua caliente, tanto en viviendas unifamiliares, como multifamiliares o en servicios de hoteles, hospitales, polideportivos, y como en industrias.

Las temperaturas que se manejan para la producción de A.C.S. están en el rango de 45 a 60 °C, con la adecuada utilización de colectores de placa plana, los cuales captan radiación directa y difusa.

Muchas personas prefieren el baño diario matutino, para lo cual se debe tener una reserva de agua caliente debido a que en la noche no hay insolación , con una adecuada reserva se logra satisfacer más del 60% de la demanda anual.

La energía solar es la mejor respuesta al ahorro en la producción de A.C.S. en donde hay gran demanda como un edificio, hoteles, hospitales, etc. Una solución competitiva y simple a pequeños consumos, son los equipos compactos termosifón en serie a una caldera modulante.

Cuando la instalación es en lugares donde hay gran variación de temperatura en los días, se utilizan sistemas de convección forzada, termostato con sensor en la salida del colector y sensor en el acumulador, y el fluido de trabajo del colector está aislado del fluido de consumo, debido a que el fluido de trabajo puede tener anticongelante debido a que ciertas zonas se encuentran a temperaturas bajo cero. Por lo tanto en un sistema de circulación forzada contiene un subsistema de captación, uno de intercambio, uno de almacenamiento, y uno de control.

3.3.5.2 Calentamiento de piscinas

Este tipo de instalaciones son mixtas, es decir producción de A.C.S. y calentamiento del vaso de la piscina, con un ahorro energético tanto de combustible fósil como eléctrica. Las temperaturas que se manejan para el calentamiento de agua en piscinas se encuentran en un rango de 22°C en una piscina deportiva hasta 30°C en una piscina para niños.

Una aproximación para el dimensionado de la superficie de colectores es que tenga el 50% de la superficie de la piscina para lograr un incremento en la temperatura del agua de 8°C.

En piscinas cubiertas es necesario el calentamiento del agua contenida en el vaso. En piscinas descubiertas en ciertos meses o por las mañanas no se tendrá la temperatura deseada si no se cuenta con un sistema auxiliar o con un sistema termo solar más complejo.

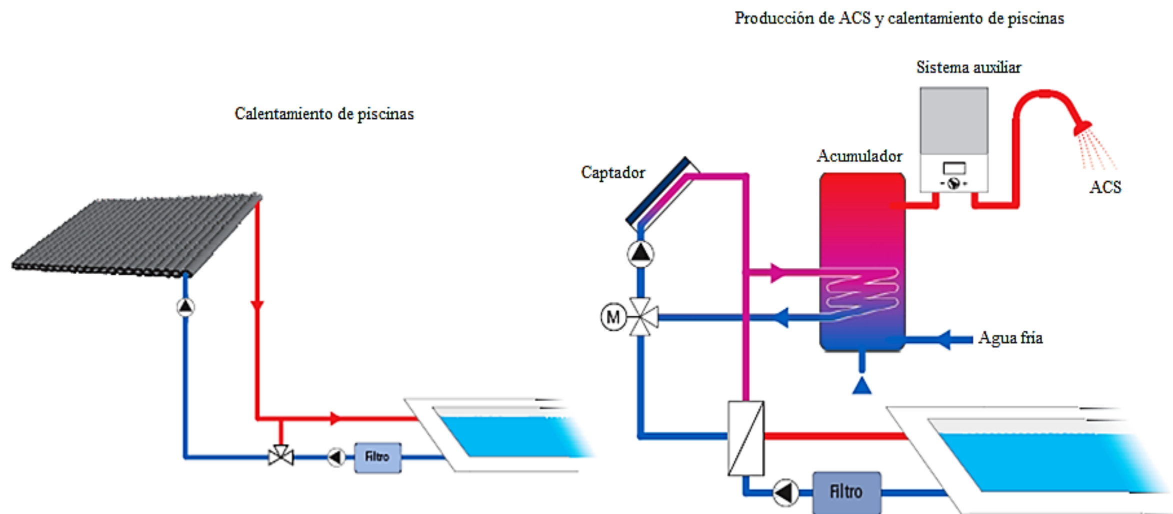


Figura 3. 11 Calentamiento de piscinas, y sistema térmico mixto

En caso de utilización de una sistema auxiliar, este se colocará en paralelo al sistema termo solar. En este tipo de sistema se tiene un subsistema de captación, un subsistema de intercambio, un subsistema de almacenamiento (el vaso de la piscina), subsistema de control en función de la diferencia de temperatura por medio de sondas situadas en los colectores, en la parte inferior del vaso de la piscina, o si consta con un acumulador, se sitúa una sonda en la parte inferior del acumulador.

3.3.5.3 Apoyo a calefacción

En este tipo de instalación también se las realiza mixtas, dedicadas a la producción de A.C.S. y al apoyo a la calefacción, al igual que la instalación anterior se logra un considerable ahorro energético.

El apoyo a calefacción se puede realizar con suelo radiante o fan-oil, teniendo en consideración que si el apoyo a calefacción se realiza con colectores planos la temperatura obtenida estará entre los 40 a 50°C.

En un sistema de apoyo a calefacción se cuenta con un subsistema de captación, que pueden ser los colectores planos; subsistema de intercambio; subsistema de almacenamiento, que puede ser el suelo radiante; un subsistema de control para parada y puesta en marcha por medio de un termostato diferencial o de máxima temperatura y subsistema de apoyo auxiliar, en caso de que se lo requiera.

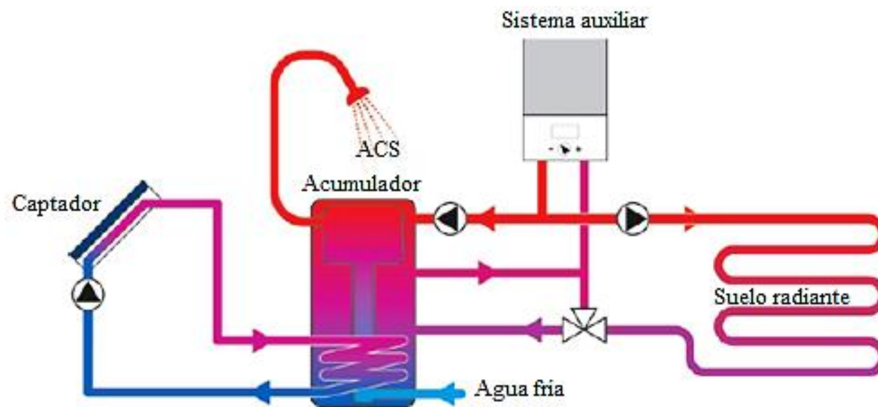


Figura 3. 12 Producción de A.C.S. y calefacción por medio de suelo radiante

3.3.5.4 Aplicaciones a refrigeración

Por medio de la energía solar se puede apoyar a la refrigeración o enfriamiento de cierto lugar, se lo puede realizar por:

- Sistema de refrigeración por compresión.- Transformando la energía solar en mecánica o eléctrica para hacer funcionar a un compresor convencional.

- Sistema de absorción.- Mediante la utilización directa de la energía solar como fuente de energía térmica, den este proceso se aplica dos mezclas, uno es el fluido refrigerante, y el otro es el medio de absorción del fluido refrigerante. En este sistema se recomienda para el proceso bromuro de litio y agua (BrLi-H_2O), pero, utilizando colectores planos de alto rendimiento debido a que el punto de ebullición del agua es de 100°C; en comparación del sistema anterior, es más económico y eficiente.

3.4 Sistema de captación

El captador solar es el elemento fundamental en una instalación solar, su función es transferir el calor de la energía solar al fluido que se encuentra en su interior. Ciertos captadores basa su principio en el efecto invernadero, pero se presentan alternativas de diseño y criterios para la aplicación de los mismos para obtener un exitoso funcionamiento según la necesidad.

3.4.1 Tipos de colectores

Según la temperatura del fluido a la cual se calienta, los colectores se han dividido en:

- Colectores de baja temperatura.
- Colectores de media temperatura.
- Colectores de alta temperatura.

3.4.1.1 Colectores de media temperatura (entre 100 a 400°C)

Los más representativos son los colectores cilíndrico parabólico C.P.C.

- Su receptor con foco de tipo lineal.
- Fluido caloportador es aceite.
- Consta con un sistema de seguimiento en un eje.

Utilizadas en plantas de generación eléctrica, operando desde comienzos de los años 80 y con más de 500 MW en operación en el mundo.

El fluido caloportador es calentado en los C.P.C., el cual calienta un gas produciendo vapor, éste vapor mueve turbinas que generan electricidad, formando así una central o planta de generación térmica. Su temperatura de trabajo puede superar los 150°C.

De 350 a 450°C, para producción de vapor. Con 390°C se produce un ciclo termodinámico para producir vapor utilizado para mover turbinas para la generación de electricidad (30 a 80 MW).



Figura 3. 13 Captador Cilíndrico Parabólico

3.4.1.2 Colectores de alta temperatura (>400°C)

Aplicados en generación eléctrica, el fluido caloportador conduce calor a calderas de vapor las cuales mueven turbinas, formando centrales eléctricas de vapor.

Aplicados en ensayos de desalinización de agua marina.

Los más representativos son los Heliostatos y los discos parabólicos.

- **Torre de energía solar**

En la década de los 70-80 se construyeron varios sistemas en el mundo de los cuales operan aún dos: el de Almería (ESPAÑA) y el Solar Two en Barstow, California.



Figura 3. 14 PS10 Y PS20 en Sanlucar la Mayor, Sevilla

Conformado por Heliostatos (sol quieto), los cuales son espejos pulidos con superficies de 40 a 140m^2, compuesto con seguimiento solar en dos ejes.

Los espejos son focalizados a un receptor situado en la parte superior de una torre. El receptor es un intercambiador de calor. Se puede alcanzar temperaturas de trabajo mayores a 1000°C.

Se debe aplicar sistemas de seguimiento solar con un algoritmo complejo para el correcto enfoque de los heliostatos al receptor de la torre.

Utilizadas para generación de electricidad, consiguiendo potencias superiores a los 100MW. El fluido caloportador es calentado por el receptor en la torre, el cual calienta un gas produciendo vapor, éste vapor mueve turbinas que generan electricidad, formando así una central o planta de generación térmica.

- **Hornos solares paraboloides**

Presentan una geometría de un paraboloide revolución, su aplicación principal es para la producción de vapor para una central eléctrica térmica. Puede generar un 1 MW térmico en el foco. La ubicación de los vidrios son orientados hacia un receptor puntual.



Figura 3. 15 Horno Solar de Odeillo- Francia

- **Discos parabólicos o con motor stirling**

Formados por una superficie reflectora en forma de paraboloide o discos cóncavos que concentra los rayos solares sobre un receptor de foco puntual, que contiene gas (helio, aire). Su sistema de seguimiento es en dos ejes.

Los discos cóncavos están formados por espejos de vidrio o de polímeros metalizados con su respectiva geometría parabólica. Temperaturas de trabajo entre 600 y 1200°C. Consiguen potencia más bajas, entre 10 a 50KW por unidad. Trabajan con motores Stirling, los cuales convierten de manera directa el calor en energía cinética. Los espejos pueden limpiarse tan solo con agua.



Figura 3. 16 Discos parabólicos piro Euro Dish

3.4.2 Captadores solares de baja temperatura

Son sistemas que aprovechan la energía del Sol para convertirla en calor, transferido a un fluido de trabajo, sirviendo éste calor para la producción de agua caliente sanitaria, calentamiento de piscinas, calefacción, climatización, y refrigeración. A estos captadores podemos subdividirlos en:

3.4.2.1 Captadores no vidriados.

Cuando el captador no presenta una cubierta, presentan elevadas pérdidas de calor, utilizadas en aplicaciones de muy baja temperatura, como por ejemplo en piscinas no cubiertas, generalmente se encuentran en forma de mantas de polipropileno.

Los colectores de polipropileno tienen las siguientes características:

- Conformado por diminutos tubos por los cuales circula el agua a calentar,
- Temperatura entre 25-35°C.
- No posee ningún tipo de cubierta exterior, ni carcasa
- Tolerantes a agua agresiva (agua clorada de piscinas).
- Más utilizada en climatización de piscinas.

- No soportan esfuerzos mecánicos ni rasguños superficiales.

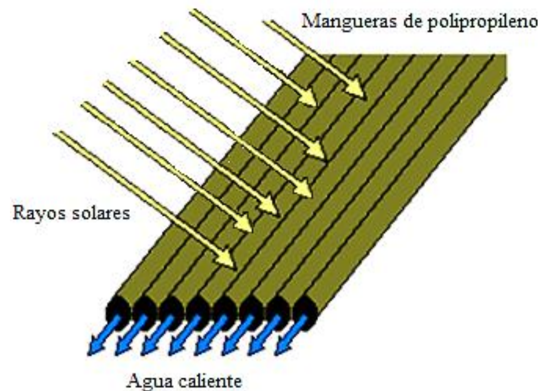


Figura 3. 17 Colector de Polipropileno

3.4.2.2 Captadores vidriados

Generalmente cristal, limitados por una cubierta, el cual en su interior se produce el efecto invernadero, propicios para preparar A.C.S., apoyo a calefacción, procesos industriales, refrigeración y calefacción. Se distinguen los captadores solares planos, C.P.C., y los de tubos de vacío.

Los colectores cilíndricos parabólicos (C.P.C.), consisten en una serie de tubos de cristal dispuestos paralelamente y situados sobre un reflector de forma lineal, por el interior de los tubos circula el fluido de trabajo.

3.4.2.2.1 De tubos de vacío.

Pueden llegar a temperaturas mayores a los 100°C.
Aprovechamiento de producción de agua caliente en procesos industriales, calefacción par radiadores convencionales y refrigeración por medio de máquinas de absorción.

Ventajas:

- Pueden alcanzar temperaturas de trabajo superiores a los colectores planos.
- Se elimina el aire en el interior del tubo de vidrio para lograr un mayor rendimiento.
- Menores pérdidas térmicas.

Desventajas:

- Temperaturas de estancamiento elevadas.
- Mayor costo de la energía, debido a que un mejor rendimiento se presenta a mayores temperaturas de trabajo.
- mayor cuidado en montaje y mantenimiento.

Clasificación de los colectores de tubo de vacío

En los captadores de tubo de vacío tenemos la siguiente clasificación:

a. Heat Pipe.- En este tipo de colector el absorbedor está conectado a un tubo de calor. Este tubo de calor contiene una cantidad pequeña de agua u otro fluido, según la temperatura deseada.

El fluido es evaporado y sube en forma de vapor hacia un condensador el cual transfiere el calor y devuelve el fluido en líquido.

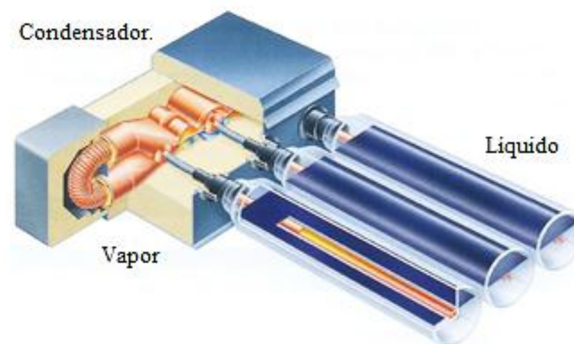


Figura 3. 18 Colector al vacío Head Pipe

b. De flujo directo.- En este tipo de colector el flujo de trabajo fluye directamente por los tubos absorbedores que se encuentran dentro del tubo a vacío.
Su montaje puede realizarse sobre cubiertas planas, pero donde no haya nevadas.

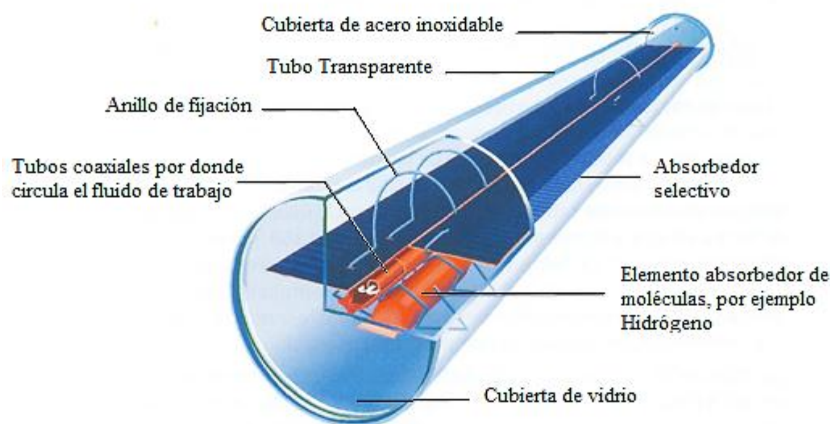


Figura 3. 19 Colector de flujo directo

c. Sidney.- Este tipo de colector es como un tubo de vidrio de doble pared en vacío, como una doble ampolla, el fluido de trabajo circula por el tubo interior el cual tiene la superficie absorbedora. Este tipo de sistema necesita de un reflector por lo que llega a formar un C.P.C.

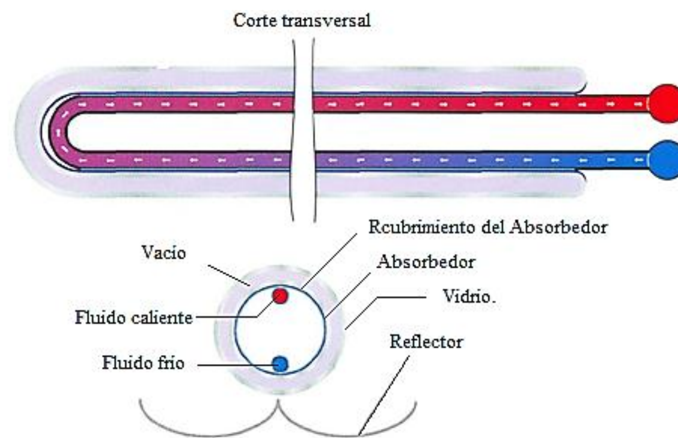


Figura 3. 20 Colector tipo Sidney

d. Schott. (Schott-Rohrglas).- Este colector tiene el mismo principio que el colector tipo Sidney, tubo de cristal o vidrio dentro de un tubo de cristal o vidrio a vacío, pero con la diferencia de que el reflector se encuentra dentro del tubo, ocupando la mitad del perímetro de la superficie interna, protegiéndose así dela intemperie.

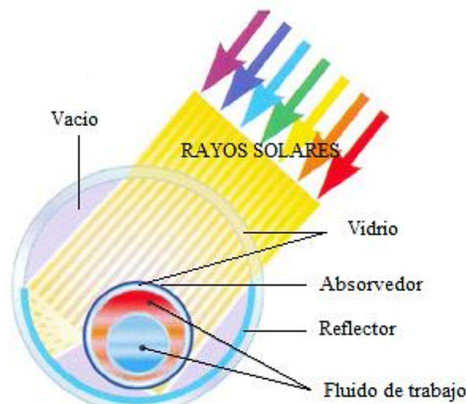


Figura 3. 21 Colector tipo Schott

3.4.3 Captadores solares planos

Un captador solar plano es destinado básicamente a la producción de agua caliente sanitaria y a la calefacción tomando la energía solar. Los más extendidos en la actualidad, generan temperaturas de trabajo entre 45 a 60°C.

El cristal que se ocupa para proteger de agentes atmosféricos y sobre todo para producir el efecto invernadero, se hace transparente ante las ondas cortas de la radiación, y se hace opaca ante las ondas largas (infrarrojo) emitida por las placas absorbedoras, con ello la mayor parte de la radiación solar atraviesa el cristal o vidrio, con ello los rayos que atraviesan es reflejada por la placa absorbedora, volviendo a incidir sobre el interior del vidrio, esos rayos son conducidos de nuevo hacia las placas absorbedoras, dentro de las cuales se encuentra el fluido caloportador o de trabajo.



Figura 3. 22 Colectores termo solar plano
Fuente: Centro de Investigación en Energía, UNAM

El cristal cumple con la función de proteger a las placas absorbedoras de la intemperie y del viento, aumentando el rendimiento de los colectores.

Un colector por lo general debe cumplir con ciertas normas, tales como: UNE 94101, EN 12975, ISO 9806 e INTA 610001. EN 12796.

3.4.3.1 Fluido de trabajo

El fluido de trabajo se escoge de acuerdo a la aplicación y condiciones a la que va estar expuesto para la producción de calor.

El fluido de trabajo utilizado para el funcionamiento del colector puede ser:

- Fluido líquido.- Generalmente agua o una solución anticongelante y utilizado para la producción de agua caliente sanitaria.

- Fluido gaseoso.- Puede ser mediante aire, que es dirigido por ventiladores y conductos a la vivienda, o es dirigido a un sistema de acumulador de energía térmica como puede ser un lecho de piedras, es un sistema destinado a la calefacción.

3.4.3.2 Factores a considerar en la elección de un captador solar plano

- Durabilidad y rendimiento, el producto debe ser homologado.

- Facilidad en montaje y manipulación, reduciendo costos de montaje y mano de obra.

- Garantía y servicio post-venta del fabricante, para reclamo por defectos de fábrica.

3.4.4 Componentes de un captador solar plano

Todos componentes que son utilizados para conformar el captador plano deben minimizar pérdidas de calor en el fluido de trabajo que se encuentra confinado en las tuberías inferiores del mismo, los principales componentes en un colector son:

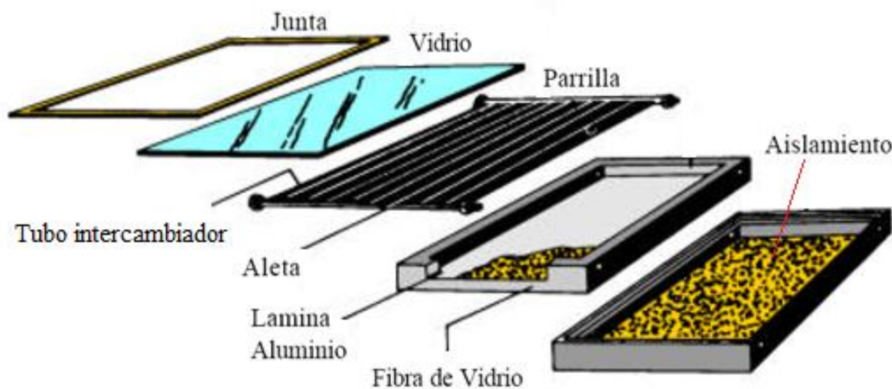


Figura 3. 23 Principales componentes de un captador solar plano.
Fuente: Dr. Felix A. Peuser - Karl-Heinz Remmers - Martin Schnauss, Sistemas Solares Térmicos. Diseño e Instalación. SOLARPRAXIS, CENSOLAR

3.4.4.1 Cubierta transparente

Es un material que se comporte transparente a la radiación solar incidente y sea opaco a la radiación de onda larga emitida por las placas absorbedoras aumentando la temperatura favorable para las placas absorbedoras (efecto invernadero); Como se mencionó anteriormente, protege de la intemperie, reduciendo pérdidas de calor aumentando la durabilidad de los componentes (placas absorbedoras).

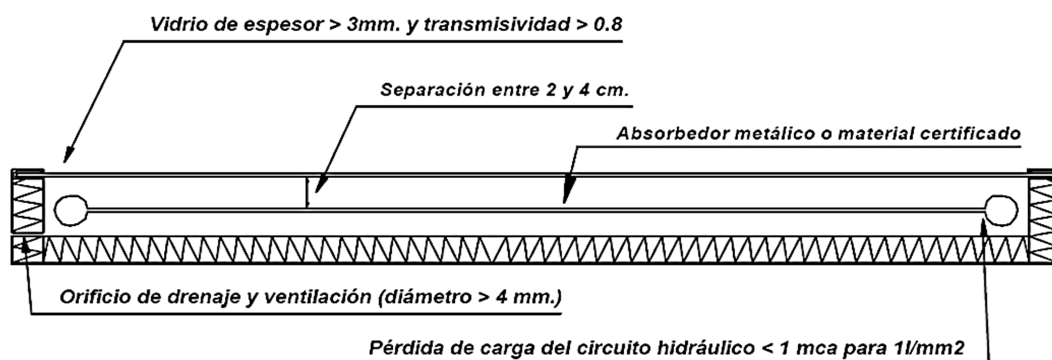


Figura 3. 24 Requisitos exigidos en las Especificaciones Técnicas a los captadores.
Fuente SODEAN S.A. junio 1999

La cubierta transparente debe cumplir con las siguientes características:

- Durabilidad, resistente a agentes atmosféricos.

- Capacidad de aislamiento, debe ser elevada para no emitir energía desde el interior del captador hacia el exterior.

- Baja reflectividad y alta absortividad, lograr la mayor transferencia de calor al fluido de trabajo.

Anteriormente se utilizaban cubiertas de plástico o cristal en bajo contenido de hierro, pero debido a que se deteriorar rápidamente, presentan inconvenientes como una baja absortividad debido a que el cristal tiene bajo contenido de hierro, fracturas y daños en la superficie debido a esfuerzos mecánicos y dilataciones en la cubierta de plástico.

Actualmente la mayor parte de las cubiertas se fabrica en cristal templado de bajo contenido de hierro, que debe ser transparente para longitudes de onda entre 0.25 a 4µm a 6000°C, y siendo opaca para los rayos infrarrojos en una banda entre 4 a 70µm a 60°C.

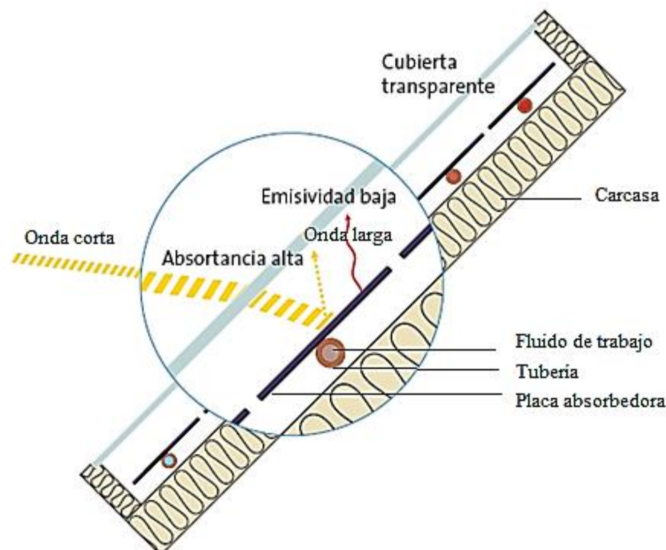


Figura 3. 25 Efecto invernadero

Se debe tener una limpieza exterior periódica de la cubierta, en cuanto, a su interior puede que se sufra condensación debido al vapor de agua o por el desprendimiento de gases del aislamiento, para ello se puede realizar aireación por medio de taladrados en el marco del captador.

3.4.4.2 Aislamiento

La función principal del aislamiento es reducir las pérdidas de calor al exterior, su utilización se localiza donde no se encuentren partes transparentes.
Los materiales más utilizados son fibra de vidrio, las resinas de melanina, lana de roca, espuma rígida de poliuretano, y poliestireno expandido.

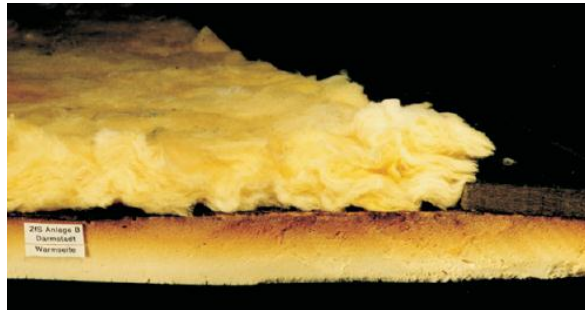


Figura 3. 26 Aislamiento térmico para colectores solares.
Fuente: Centro español de información del cobre

Los materiales de aislamiento se escogen de acuerdo a lo siguiente:

- Coeficiente de aislamiento.- Mientras mayor sea el coeficiente de aislamiento, mayor será la reducción de pérdidas de acuerdo a un espesor determinado.

- Temperatura de trabajo máximo.- No debe degradarse el aislamiento a sobre temperatura debido a que emite gases ensuciando el interior de la cubierta, por ejemplo el poliuretano se degrada rápidamente con temperaturas mayores a 140°C.

Características que debe cumplir el aislamiento:

- Resistir altas temperaturas sin deteriorarse, por lo que el aislamiento puede estar cubierto con una capa reflectante que impide la recepción directa con la radiación.

- El aislante debe desprender en lo mínimo vapores que suele adherirse a la cubierta transparente.

- No envejecer debido a la temperatura habitual de trabajo.

- Soportar la humedad que se pueda producir en el interior del colector.

- Espesor adecuado para obtener un aislamiento térmico adecuado.

- Hidrófobo. No disminuya sus propiedades debido a la absorción de humedad del ambiente.

3.4.4.3 Absorbedor

El absorbedor es el elemento encargado de transferir el calor de manera eficiente al fluido de trabajo a partir de la radiación incidente en el mismo, de tal forma que el fluido de trabajo recorra la mayor parte de la superficie colectora.

En sus inicios se los fabricaba de chapas electrosoldadas con canales en su interior, con ello aumentaba el rendimiento del captador pero presentaba el inconveniente de no soportar presiones medias en el interior de la parrilla del colector.

En la actualidad lo más utilizado por los fabricante son las tuberías de cobre en el colector, recomendándose que el fluido caloportador tenga un ph entre 7.2 y 7.6 (pH agua pura =7), también las pueden ser de acero negro o inoxidable o aluminio, etc.

Suelen utilizarse placas de plástico, pero exclusivamente para climatización de piscinas. Se distinguen dos tipos de configuración de del absorbedor, siendo:

- Parrilla de tubos.- Es la configuración más empleada, con una disposición de tubos verticales y en sus extremos tubos de mayor diámetro llamados distribuidores. Su funcionamiento es el siguiente, al penetrar el fluido e trabajo por el tubo distribuidor inferior, el fluido se distribuye por cada tuvo vertical, y, debido al calor absorbido producido por la radiación y por diferencia de densidad, el líquido tiende a subir por cada tuvo saliendo de esta manera por el distribuidor superior, este principio es conocido también como termosifón.

- Serpentín.- Con esta configuración se logra un mayor calentamiento del fluido de trabajo pero se disminuye la carga del fluido en el calentamiento, es decir disminuirá el número de colectores en paralelo.

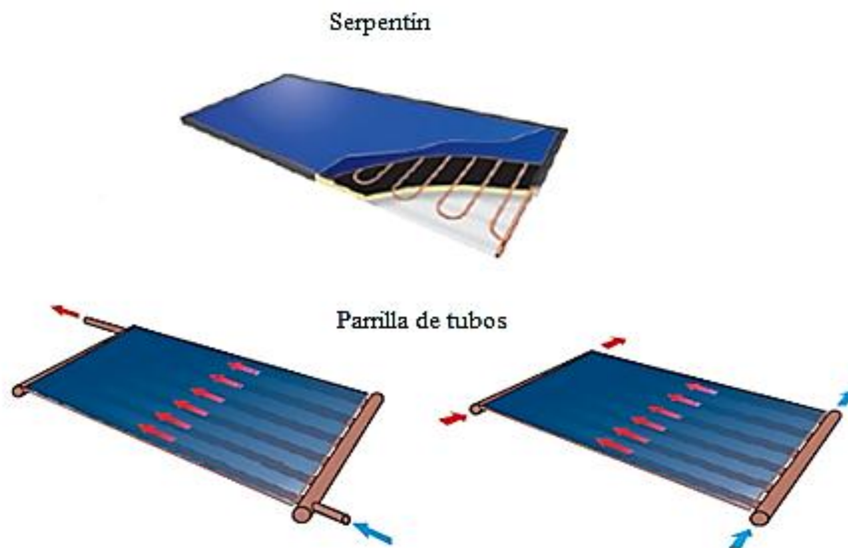


Figura 3. 27 Configuración del absorbedor

La placa absorbedora puede tener las siguientes configuraciones:

- Una única placa absorbedora dispuesta sobre los tubos de la parrilla, es la más usada en la actualidad.

- Una única placa absorbedora dispuesta sobre los tubos de la parrilla, con la diferencia que la placa rodea parte del diámetro de los tubos, es más difícil su construcción.



- Por cada tubo se dispone de una aleta que puede rodear o no a los tubos verticales.

Tratamiento al absorbedor

Un tratamiento sencillo es cubrir con pintura negra para aumentar la absortividad, debido a que la pintura en general es un mal conductor la capa de pintura debe ser lo más delgada posible debe ser pintura mate para evitar en lo posible la reflexión de los rayos solares.

El absorbedor puede ser tratado con tratamiento selectivo (absortividad y emisividad), proporcionando alta absortancia en longitudes de onda corta y para longitudes de onda larga (infrarrojo), baja emisividad de calor hacia fuera del absorbedor.

El índice de efectividad (ε) es la relación entre la absortancia y la emitancia.

Producto	Tratamiento	Absorbedor	Absortividad	Emisividad
Cromo Negro	Cromo Negro sobre Níquel	Cobre	0,95	0,12
Maxorb	Níquel Negro	Aluminio	0,97	0,11
Black Crystal	Níquel	Cobre	0,95	0,1
Sun Strip New	Níquel	Aluminio	0,95	0,1
Tinox	Tinox	Cobre	0,95	0,05
Sunselect	Óxido de titanio	Cobre	0,95	0,05

Tabla 3. 1 Características de distintos tratamientos selectivos
Fuente: José Mª Fernández Salgado (2008), Compendio de Energía Solar. (Adaptado al CTE y al nuevo RITE)

Un tratamiento selectivo es aplicado en lugares de baja radiación o para altas temperaturas de utilización.
Los principales tratamientos son los siguientes:

- Cromo Negro.- Se utiliza en cobre para proteger de la oxidación con ayuda de una capa de níquel.

- Níquel Negro.- Al igual que el Cromo negro.

- Cristal Negro.- Se limpia el cobre y es bañado con una capa de níquel, para luego ser cubierta con cristal líquido por medio de un spray.

- PVD (Physical Vapor Deposition –Deposicion física en fase de vapor).- En una cámara a vacío, la superficie es tratada con un chorro de electrones. En el mercado se lo encuentra en las marcas Tinox y Ecoselect. En Tinox tiene un recubrimiento adicional de cuarzo, para ajustar el índice de reflexión entre la capa y el aire.

- Sputtering (Bombardeo catódico).- Este tratamiento se realiza en una cámara llena de Argón, creándose un campo entre un material conectado haciendo de ánodo a corriente continua con el material de recubrimiento haciendo de cátodo. El cátodo se pulveriza depositándose sobre la lámina de cobre. Las marcas Sunselect (Interpanel) y Sunstrip (Teknotherm) trabajan con este tratamiento.

- PECVD.- Además de dar un tratamiento PVD, se aplica una capa adicional de CVD (Deposición química en fase de vapor), dentro de una cámara con compuesto de químico volátil el cual se descompone inorgánicamente en la lámina de cobre.

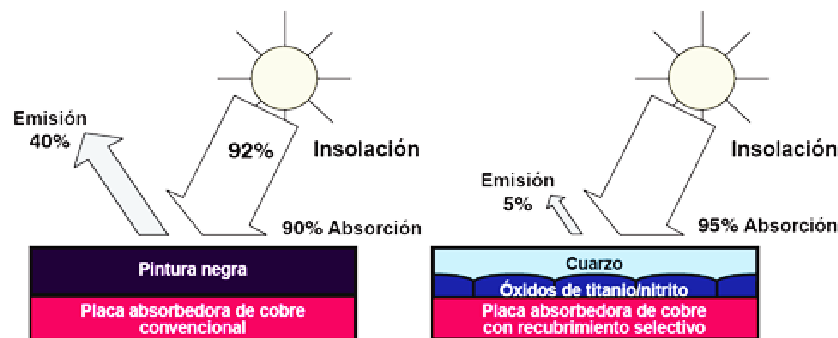


Figura 3. 28 Ejemplo de recubrimientos.
Fuente. Energía solar térmica. Catálogo Técnico. SALVADOR ESCODA S.A.

3.4.4.4 La carcasa o caja contenedora

Su función principal es proteger y contener todos los elementos del colector, la misma que dará fijación al colector y debe estar constituida por materiales que soporten la intemperie y a los agentes atmosféricos, para obtener una prolongado tiempo de utilización con una disminución mínima de rendimiento.

Al principio se utilizaron materiales como acero galvanizado, GRP (fibra de vidrio galvanizado), aluminio, hasta madera tratada; En la actualidad las fábricas trabajan con cajas de aluminio anodizado. Se debe utilizar cierto tipo de material elástico para unir la caja con la cubierta, el cual soporte las dilataciones y a los agentes atmosféricos.

3.4.5 Rendimiento estacionario del captador solar

El rendimiento de un captador solar térmico se evalúa según normativa europea EN-12975-2, llamada curva de rendimiento instantáneo, la cual prevé dos curvas diferentes, una de ajuste lineal y otra de ajuste cuadrático, la una interviene en la temperatura de entrada del captador y la otra se considera la temperatura media del captador.

Para un ajuste lineal:

$$\eta = \eta_0 - \frac{k_1 * (T_m - T_a)}{G} \quad \text{(Ecuación 3. 1)}$$

$$\eta_0 = \alpha * \tau * F_a \quad \text{(Ecuación 3. 2)}$$

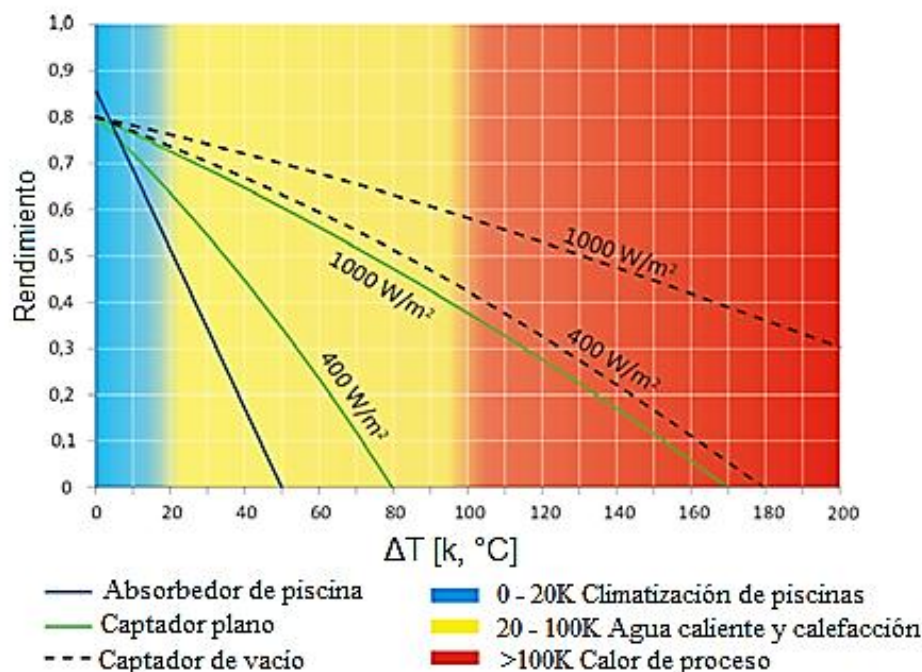
Para un ajuste cuadrático:

$$\eta = \eta_0 - \frac{a_1 * (T_m - T_a)}{G} - \frac{a_2 * (T_m - T_a)^2}{G} \quad \text{(Ecuación 3. 3)}$$

$$\eta_0 = \alpha * \tau * F_a \quad \text{(Ecuación 3. 4)}$$

Donde:

G: Intensidad luminosa [W/m^2].
η: Rendimiento estacionario del captador. [Adimensional].
η_0: Factor óptico. [Adimensional].
k: Coeficiente de pérdidas térmicas [W/m^2 k] en caso lineal
[W/m^2 k^2] en cuadrático
α: Absortividad del absorbedor. [Adimensional].
τ: Transmisividad del absorbedor. [Adimensional].
F_a: Factor de eficiencia del absorbedor. [Adimensional].
a_1 Coeficiente de pérdidas lineal.[W/m^2*K].
a_2 Coeficiente de pérdidas cuadrático. [W/m^2*K].
T_m Temperatura media en el captador. [°C].
T_a Temperatura del ambiente. [°C].



Gráfica 3. 2 Curvas de rendimiento y campo de utilización de los captadores
Fuente: Centro español de información del cobre

En la gráfica anterior, la curva donde corta la curva al eje de las ordenadas, se los conoce como factor óptico, y la pendiente de la curva viene determinada por el coeficiente de pérdidas.

3.4.6 Área de un captador plano

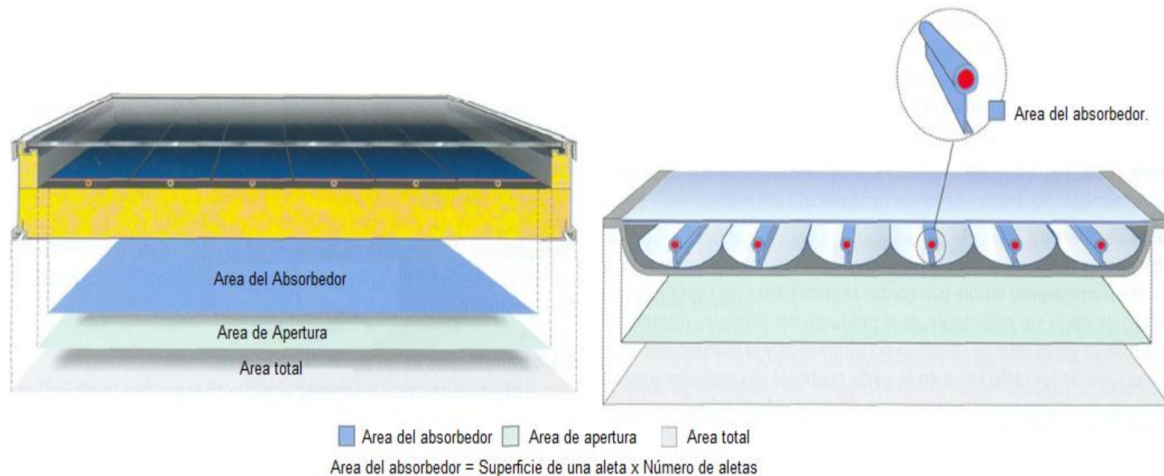


Figura 3. 29 Área en un captador plano

Una norma europea de ensayo de captadores EN 12975-2, hace referencia tanto al área de apertura o que atraviesa la radiación incidente, tanto como el área del absorbedor, por lo tanto es mejor especificar de qué área se trata debido a que afecta al hablar del coeficiente de pérdidas globales expresado en W/m^2K.

3.4.7 Principales características de los captadores solares planos

Un captador solar de calidad, a parte de su homologación debe cumplir con características mínimas esenciales dadas por parte de un organismo certificador, entre las cuales se encuentra:

- La cubierta debe ser de vidrio, de bajo contenido en hierro, templado, con un espesor mínimo de 3mm.
- Que el captador tenga de preferencia una única cubierta.
- El captador cuente con orificios de ventilación, para evitar la condensación, el diámetro de los orificios debe ser mínimo de 4mm.
- La carcasa debe eliminar agua en su interior para evitar oxidación o degradamiento.
- La durabilidad debe ser superior a los 20 años.



3.4.8 Estructuras de soporte

Las estructuras de soporte tienen la función de aportar sujeción y rigidez a los captadores solares, sin producir sombras entre captadores, deben contar con partes modulares para obtener una posición y ubicación optima, sus soportes deben soportar viento o nieve y otras tipos de agentes atmosféricos, debido a ello, los soportes deben cumplir con normas tales como ENV-1991-2-3 y ENV-1991-2-4. El material más empleado en estructuras es el acero galvanizado.

3.5 Sistema hidráulico

Un buen diseño hidráulico desde los captadores hacia los acumuladores, aporta a la eficiencia del sistema termo solar, razón por la cual se debe considerar los siguientes aspectos:

- Caudal.- Los valores idóneos están dentro del rango de 42 a 60L/h/m^2.

- Longitud.- Debe ser lo menor posible para evitar pérdidas de calor.

- Equilibrado.- Con ello se desea que el recorrido lineal que se realiza por cada uno de los colectores o baterías de colectores, debe ser igual para cada uno de ellos, con ello se obtiene que el caudal sea el mismo para los colectores, las temperaturas de entrada y salida de los colectores sea el mismo, los saltos de temperatura en los colectores sean iguales, teniendo también pérdidas de carga equilibradas.

A veces por diseño no se obtiene el equilibrado, por lo que debe implementar Válvulas Micrométricas, que controlan el caudal en cada punto de derivación.

- Seguridad.- Se debe contar con dispositivos que controlen o regulen las variaciones de temperatura, presiones, la formación de bolsas de aire que son perjudiciales en la instalación.
- Montaje y desmontaje. - El diseño debe prestarse para facilitar la instalación y mantenimiento.

3.5.1 Conexión entre captadores

3.5.1.1 Conexión en Paralelo

Equilibrado mediante retorno invertido

En esta configuración el fluido frio empieza desde el colector más lejano, recogiendo el fluido calentado del colector más cercano, es decir, se recoge el fluido del primer colector al último.

Mediante retorno invertido, todos los colectores funcionan por igual, el caudal proporcionado por un colector es igual al caudal total dividido para el número de colectores, claro está, si los colectores son idénticos, teniendo presente el inconveniente que se debe trabajar hasta con cierto número de colectores, en este tipo de configuración se tiene pérdida de carga en el caudal debido a las parrillas de los colectores.

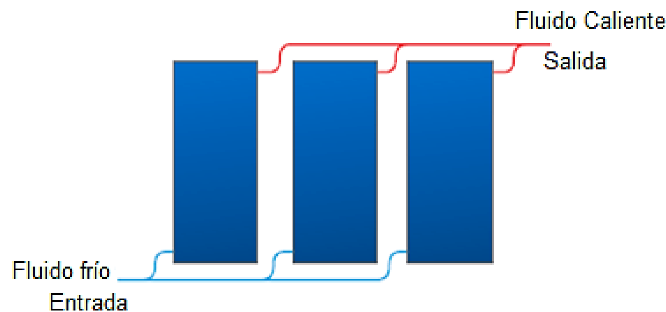


Figura 3. 30 Conexión en paralelo en retorno invertido

Esta configuración es usada para calentamiento de agua sanitaria, de piscinas, de calefacción por suelo radiante, y puede aplicarse entre baterías de colectores, pero con un máximo de 5 a 6 colectores por batería.

3.5.1.2 Conexión en Serie

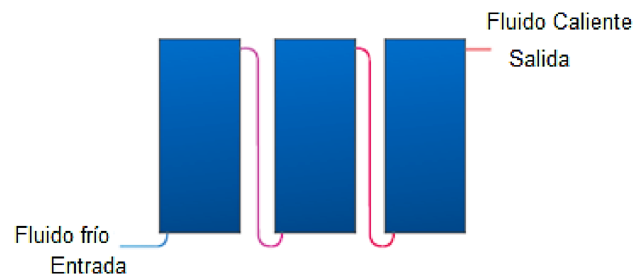


Figura 3. 31 Conexión en Serie

En esta configuración el fluido caloportador que sale del primer colector pasa por el siguiente, aumentando la temperatura del fluido caloportador. Con la ventaja de que los caudales serán menores a que en la conexión en paralelo, lo que implica que los diámetros de tuberías serán menores, así como el tamaño de las bombas de circulación.

Tiene la desventaja que los captadores no presentan el mismo rendimiento térmico, esto se debe a que el fluido de trabajo se va calentando de un captador a otro, disminuyendo el aporte de la energía solar, con ello el ultimo colector tendrá el menor rendimiento, por otra parte, en este tipo de configuración se debe tener vital importancia en la formación de bolsas de aire.

Este tipo de conexión es más utilizada en calefacción y se recomienda hasta tres colectores en esta configuración.

3.5.1.3 Conexión en Serie-Paralelo

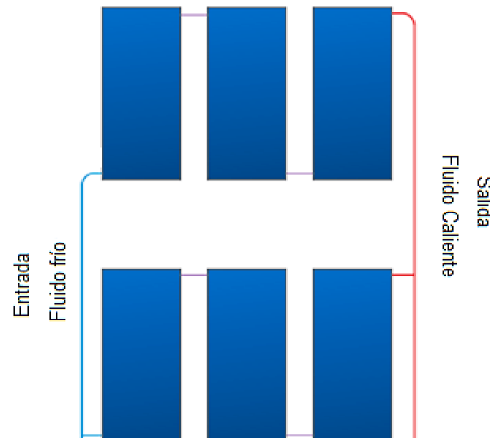


Figura 3. 32 Conexión en Serie-Paralelo

Este tipo de configuración es utilizada en donde se tiene disposición de gran número de captadores, en donde se cuenta con una superficie de captación, en donde requiere que la temperatura de salida sea elevada y no funcione con bombas de circulación.

Variando el caudal del fluido de trabajo, modifica también la temperatura de salida del fluido, pero no se debe alejar excesivamente del valor óptimo (0.015kg/seg m^2) para no afectar el rendimiento general de la instalación.[14]

3.5.2 Elementos de sistema hidráulico

Los elementos de un sistema hidráulico en la actualidad deben cumplir con especificaciones y normativas de calidad, aunque no todos los elementos se encuentran normados, se tiende a la normativa para todos los elementos, entre los elementos más importantes se encuentran:

3.5.2.1 Bombas de circulación

Las bombas de circulación produce el movimiento del fluido caloportador ya sea de forma manual o automática, se caracterizan por el caudal volumétrico circulante, la altura de impulsión o manométrica con el que trabaja el sistema termo solar.

Se deben construir las bombas con materiales resistentes a la corrosión y, en una instalación que tengan superficies mayores de 50m^2 se recomienda bombas en paralelo, sirviendo una de ellas de respaldo, tanto en el circuito primario como en el secundario. Deben colocarse en tramos verticales para evitar la formación de aire en el fluido.

[14] Eduardo Maristany (1995), Curso de energía solar. Tercera edición. Barcelona España

3.5.2.2 Tuberías

Cuando el fluido de trabajo es el mismo que el de consumo, en el circuito primario se recomienda tubería de cobre, acero inoxidable o plástico acreditado para este tipo de aplicación. Mientras en sistemas indirectos, la tubería es de cobre, acero negro, acero galvanizado, pintura anticorrosiva, uniones roscadas, plástico certificado, que cumplan normas, que soporte la temperatura producida.



Figura 3. 33 Tuberías de acero inoxidable.
Fuente: Dr. Felix A. Peuser - Karl-Heinz Remmers - Martin Schnauss, Sistemas Solares Térmicos. Diseño e Instalación. SOLARPRAXIS, CENSOLAR.

No se debe emplear acero galvanizado para temperaturas mayores a los 53°C. Cuando se utilice acero, en tubería o accesorios, el pH del fluido debe estar entre 5 y 12, su velocidad debe ser menor a 3m/seg. en circuitos cerrados.

Cuando se utilice aluminio, en tubería o accesorios, su velocidad debe ser menor a 1.5m/seg., puede usar en sistemas abiertos o en sistema sin protección catódica.

3.5.2.3 Aislamiento

Este aislamiento térmico ayuda a disminuir pérdidas de calor a través del circuito o recorrido que se tiene desde el colector hasta el acumulador.

El espesor del aislamiento depende del rango de la temperatura del fluido de trabajo y del diámetro de las tuberías.

Diámetro exterior	Temperatura del Fluido			
mm	40°C a 65°C	66°C a 100°C	101°C a 150°C	151°C a 200°C
0 ≤ 35	20	20	30	40
35 < D ≤ 60	20	30	40	40
60 < D ≤ 90	30	30	40	50
90 < D ≤ 140	30	40	50	50
140 < D	30	40	50	60

Tabla 3. 2 Espesor mínimo de aislamiento de tuberías situadas en el interior de edificios según el RITE/15/ para un material aislante de conductividad térmica de λ20°C = 0.040W/(m*K).
Fuente: Dr. Felix A. Peuser - Karl-Heinz Remmers - Martin Schnauss, Sistemas Solares Térmicos. Diseño e Instalación. SOLARPRAXIS, CENSOLAR.

El aislamiento exterior como interior debe cumplir las siguientes condiciones:

- Debe resistir las temperaturas más elevadas que produce el captador, como mínimo 120°C elevándose a unos 170°C.

- Los materiales con los que se realiza el aislamiento térmico por obia razón deben tener baja conductividad térmica.

- Deben resistir rayos ultravioletas.

- Se pueden utilizar materiales de poro abierto pero, no deben absorber humedad, de lo contrario pierden rendimiento térmico.

- Debe resistir los ataques de agentes atmosféricos.

- Debe estar protegidos de tal forma que soporten ataques de animales.

Materiales utilizados en el aislamiento

Para la selección de los materiales de trabajo se debe considerar las condiciones más desfavorables y el tipo de fluido caloportador con el que se va a trabajar, los mismos que de ben ser compatibles entre sí y sobre todo con el fluido de trabajo.

Suelen utilizarse:

- Lana mineral, pero no debe mojarse.
- Cinta adhesiva aplicada en el aislamiento, pero con el tiempo se hacen frágiles.
- Espuma aislante, pero no soportan mordeduras.

Los Recubrimiento para los aislamientos térmicos pueden ser de acero galvanizado o de aluminio, los cuales dependiendo de su calidad, con el tiempo pueden presentar corrosión cuando son utilizados en el exterior, una opción es utilizar lana mineral con recubrimiento de plástico que al igual que el aluminio y acero galvanizado utilizados en el interior, presentan un excelente estado.

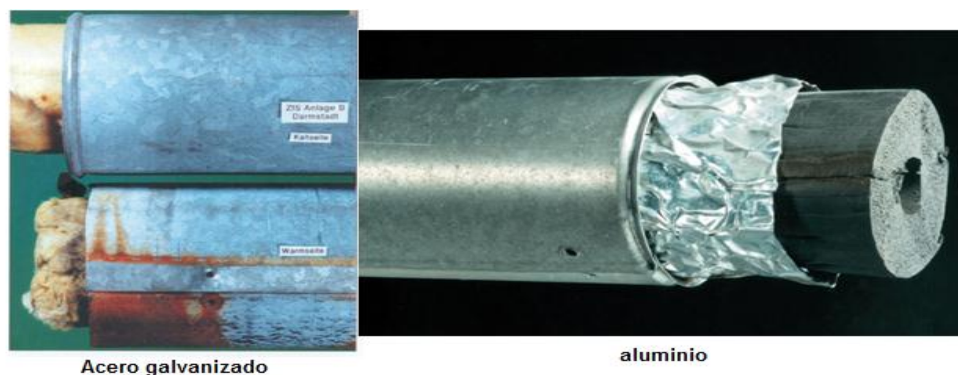


Figura 3. 34 Recubrimiento exterior enacero galvanizado y aluminio

3.5.2.4 Válvulas

En sistemas térmicos y dependiendo del tipo de instalación las válvulas cumplen funciones con las cuales se tiene un correcto funcionamiento y mayor durabilidad.

Dependiendo de la función que desempeñan las válvulas puede ser:

- Para aislamiento. Válvulas de esfera.
- Para equilibrado o regulación de circuitos. Válvulas de asiento.
- Para vaciado. Válvulas de esfera o macho.
- Para llenado. Válvulas de esfera.
- Para purga de aire. Válvulas de esfera o macho.
- Para seguridad. Válvulas de resorte.
- Para antiretorno. Válvulas de disco o de clapeta.

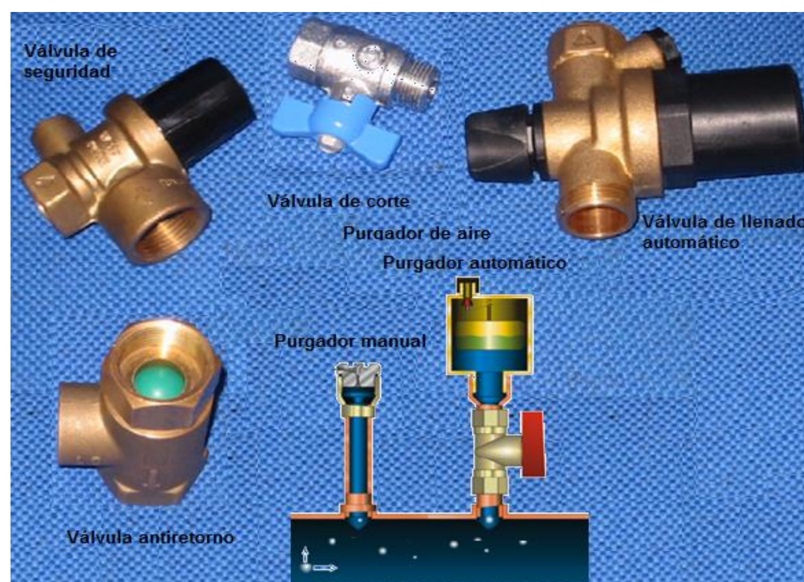


Figura 3. 35 Distintos tipos de válvulas

- Válvula de corte.- Son utilizadas en todas las instalaciones, permite o impide el paso del fluido de trabajo.

- Válvula de seguridad.- Limita la presión máxima del circuito, o la presión que soporta los componentes.

- Válvula antiretorno.- Permite el paso del fluido en un sentido y prohíbe el sentido contrario, es utilizada tanto en el circuito primario como en el secundario.

- Válvula de regulación.- Equilibra en sentido hidráulico al circuito, puede realizarse de forma manual o automática.

- Válvula de vaciado.- Puede ser vaciado total o parcial, deben ser colocados en los puntos más bajos de la instalación.



- Válvula de llenado.- Introduce el fluido de trabajo al circuito pero manteniendo la presión de funcionamiento, evitando bolsas e aire, puede ser automático o manual.

- Válvula termostática.- Limita la temperatura del fluido de trabajo, utilizado como elemento de control y seguridad.

- Válvila de purga de aire.- Permite eliminar el aire contenido dentro del circuito, puede ser manual o automática.Su posicion más idoneo es en la parte más alta de la instalacion.Para un correcto funcionamiento la velovidad del fluifo debe ser menor a 0.4 m/seg.

Se secomienda que la presión en el punto más alto de la instalacion sea como mínimo de 1.5Kg/cm^2.

3.6 Sistema de intercambiador de calor

Los intercambiadores de calor tienen la función principal de transmitir el calor del fluido caloportador a un fluido independiente del mismo.

Los sistemas de intercambio deben cumplir las siguientes condiciones:

- Compatibles con los elementos de la instalación.

- Buena conductividad térmica.

- Resistentes a las temperaturas máximas y mínimas de temperatura del fluido de trabajo.

- Resistente al fluido de trabajo.

- Presentar poca pérdida de carga.

- Diferencial de temperatura debe ser mínima entre las paredes de intercambiador.

3.6.1 Clasificación de los elementos de intercambio de calor

Normalmente los intercambiadores se encuentran dentro o fuera de los elementos de almacenamiento, por lo cual a los intercambiadores los podemos clasificar en:

3.6.1.1 Sistemas de intercambio externo

Son utilizados en instalaciones superiores a los 10m^2. Hay dos tipos de intercambiadores:

- Intercambiador Tubular.- Tiene poca pérdida de carga pero también poca transmisión de calor, utilizado más en climatización de piscinas.

- Intercambiador de Placas.- Tiene elevada transmisión de calor pero con pérdidas de carga, ensuciamiento, el material más utilizado para producción de A.C.S. es acero inoxidable.

Este tipo de sistema va instalado de forma independiente, fuera del acumulador, el mismo que tiene la forma de un radiador, de modo que favorece la transmisión del calor.

Pueden utilizarse en acumuladores de circuito abierto, y en volúmenes de acumulación superior a los 1000 litros. En este tipo de configuración se necesita bombas de circulación tanto para el circuito primario como para el secundario.

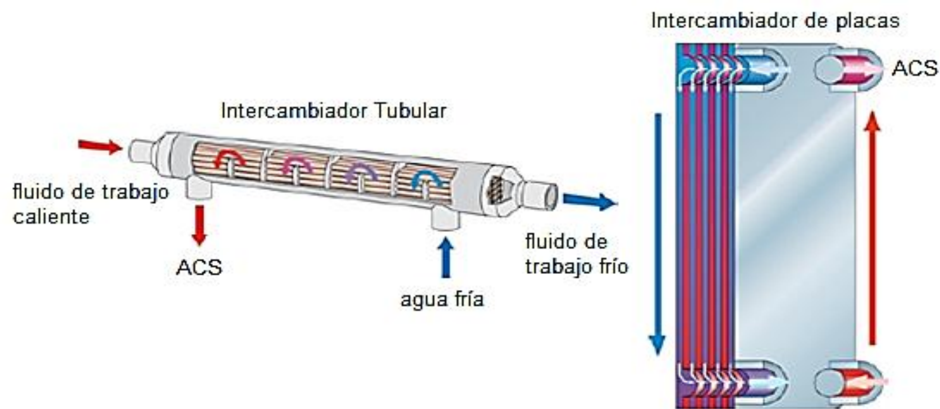


Figura 3. 36 Intercambiadores externos

Se presentan las siguientes ventajas:

- Fácil mantenimiento.
- Rendimiento aceptable.
- Alta calidad y durabilidad.
- Aumentando el número de placas, aumenta la potencia del intercambiador.

3.6.1.2 Sistemas de intercambio interno

En este tipo de sistema se encuentran todos los intercambiadores que transfieren el calor dentro del sistema de acumulación, dentro de los cuales están:

- **Sistemas de intercambio internos con Serpentín**

El serpentín es un rollo de tubería que se encuentra dentro del acumulador, que transfiere el calor del fluido caloportador. Se utilizan en sistema de acumulación de bajo volumen, hasta los 1000 litros.

Debe existir una proporción mínima entre la superficie útil de intercambio del intercambiador interno y la superficie total de captación que debe ser mínimo de 0,15 para volúmenes medios de acumulación 0,25 y 0.33 para volúmenes pequeños de acumulación, lo cual es recomendación del Pliego Técnico de la IDEA.[15]

En la configuración de doble serpentín, el serpentín que se encuentra en la parte inferior del acumulador es el intercambiador del sistema termo solar, mientras que el segundo se encuentra sobre el primero y funciona por medio de un sistema auxiliar.

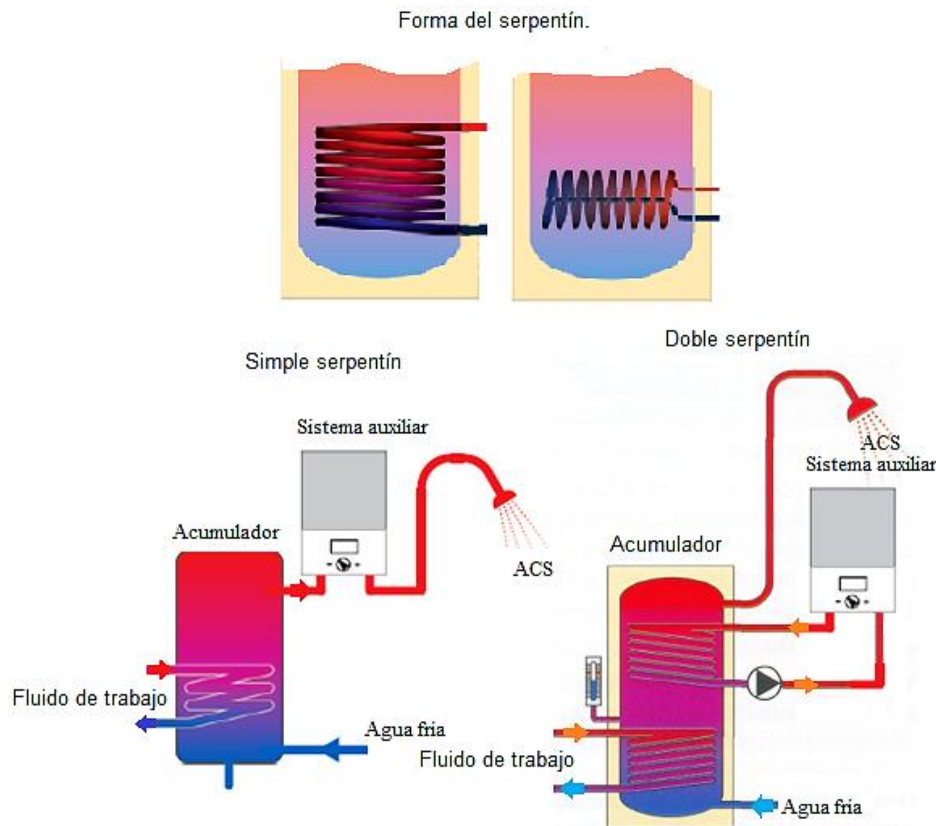


Figura 3. 37 Formas del serpentín, simple y doble serpentín dentro del acumulador

- Sistemas de intercambio internos de doble envolvente

En estos sistemas, se trata de un depósito dentro de otro (tank-in-tank), teniendo una pared intermedia, la cual es el elemento intercambiador, el volumen de almacenamiento consumo se encuentra dentro del volumen proveniente de circuito primario.

El sistema tiene un buen rendimiento, se los utilizan en sistemas termosifón, en configuraciones de acumulador horizontal. Este sistema se lo puede configurar con un intercambiador tipo serpentín, siendo este último proveniente del sistema auxiliar.

[15] José Mª Fernández Salgado (2008), Compendio de Energía Solar. (Adaptado al CTE y al nuevo RITE)

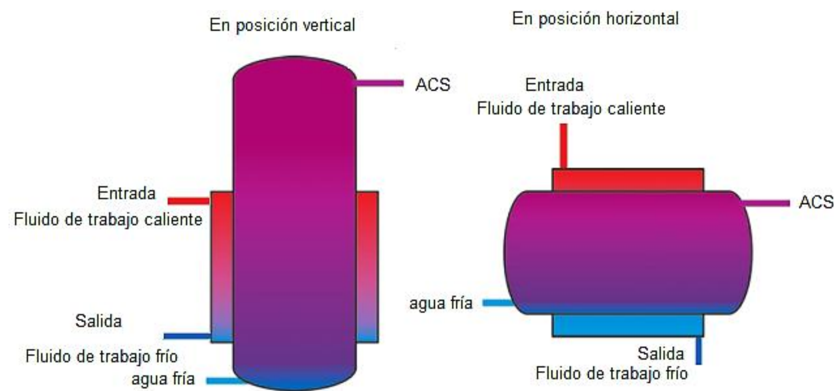


Figura 3. 38 Acumuladores con intercambiador de doble envolvente

3.7 El sistema de acumulación

El sistema de acumulación se lo utiliza debido a que el captador no es un sistema perpetuo de calentamiento del fluido caloportador, debido a que la radiación solar no es constante a que no se aprovecha siempre la energía solar.

Para calentamiento de agua de piscinas no es necesario el acumulador debido a que el vaso propio de la piscina sirve para este fin. Lo mismo sucede para sistemas para sistemas de calefacción como el piso radiante.

3.7.1 Tipos de acumulador en función del sistema de intercambio.

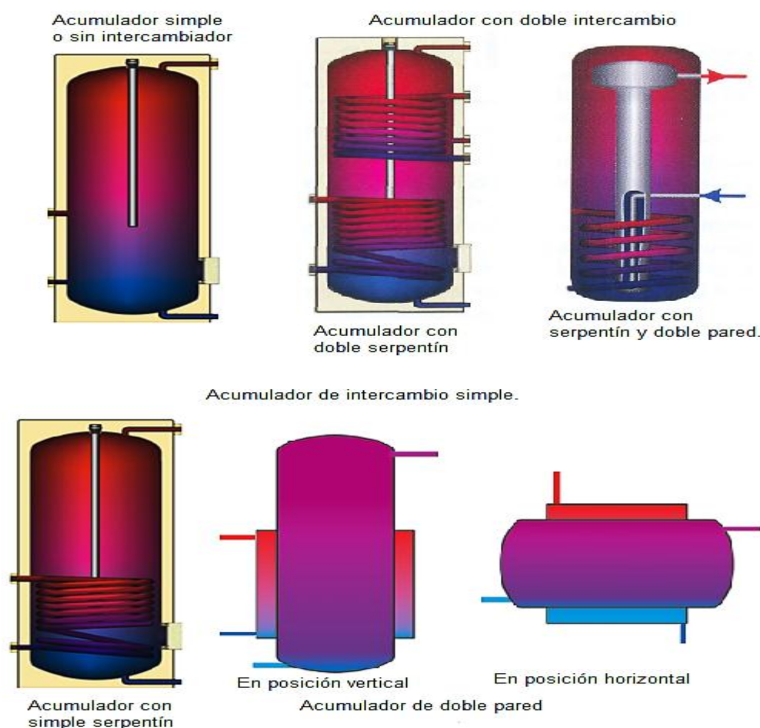


Figura 3. 39 Tipos de acumuladores



3.7.1.1 Acumuladores sin intercambiador o de circuito abierto

Este tipo de acumulador solo almacena agua calentada proveniente de un captador, intercambiador o de otro acumulador en serie y dispuesto aguas arriba.
Por costos menores a que de un intercambiador interno, se los utiliza para volúmenes mayores a 1000 litros.

3.7.1.2 Acumuladores de intercambio simple

Son más costosos que los anteriores, pero de excelentes características para la producción de agua caliente, entre ellos destacamos acumuladores con serpentín simple o doble con disposición vertical, acumuladores de doble envolvente con principio de funcionamiento de termosifón en disposición horizontal.

Siendo el acumulador con serpentín interno el que tiene mayor rendimiento en calentamiento (dentro hacia fuera) de agua sanitaria sobre el acumulador de doble envolvente o de doble pared (calentamiento fuera hacia dentro), debido a la estratificación interior de la temperatura producida por el intercambiador, razón por la cual se necesitan más fluido de trabajo en el intercambiador de doble pared, lo que representa un espacio mayor en el 25% que el de acumulador con serpentín para la misma capacidad de acumulación.

3.7.1.3 Acumuladores con doble intercambio

En esta configuración son dos serpentines dispuestos uno sobre otro en el interior de un acumulador en disposición vertical, con sistemas de calentamiento independientes, el situado en la parte inferior funciona por medio de la energía del sol, y el serpentín situado en la parte superior función con un sistema auxiliar, siempre y cuando el primero no cubra la demanda.

3.7.2 Tipos de acumulador en función del material

En los acumuladores, los materiales utilizados para el intercambiador han sido acero inoxidable, acero con tratamiento esmaltado o vitrificado y cobre, siendo este último el que mayor conductividad térmica (K) presenta en comparación con los anteriores, es decir transfiere más calor que los anteriores.

El cobre tiene una conductividad térmica 23 veces mayor que el acero inoxidable, con lo que la transferencia de calor será de 23 veces mayor.

- Para la construcción de acumuladores en acero con tratamiento vitrificado o esmaltado, el tratamiento se lo realiza en el interior del tanque de acero, mediante una capa de Níquel que ayuda a una mejor adherencia para el vitrificado, luego se realiza el proceso de esmaltado a cierta temperatura, para



finalizar, el acumulador es horneado y secado teniendo una superficie de revestimiento uniforme.

Antiguamente se aconsejaba un segundo proceso de vitrificado a manera de garantía frente a la oxidación y corrosión, pero con el avance tecnológico con altos proceso de calidad se obtiene la misma garantía en un único tratamiento, consiguiendo un acumulador de menor peso.

Con el paso del tiempo y por consecuencia de un proceso de revestimiento de mala calidad pueden encontrarse problemas de deterioramiento como la aparición de poros, un envejecimiento no uniforme o desprendimiento de la capa de esmaltado.

Este tipo de tanque debe tener una protección catódica contra la oxidación con Magnesio o Cinc.

- Los acumuladores de acero inoxidable son utilizados para almacenamiento y producción de agua caliente, se utiliza el acero ferrítico con contenido de Molibdeno y Cromo, éste último actúa como antioxidante, con ausencia de Níquel. Frente a aguas con alto contenido de cloro (mayor a 100mg/l) y en aguas con un pH-ácido puede deteriorarse o tener un envejecimiento prematuro debido a corrosión por picaduras.

  Este tipo de tanque puede tener una protección catódica tipo Correx-up de corriente continua.

3.7.3 Condicionantes de diseño

- Nivel de resistencia en condiciones de máxima temperatura y presión, conocer el comportamiento de los materiales debido a las variaciones termodinámicas.

- Protección ante degradaciones y corrosión, dar tratamiento adecuados a los materiales o equipos que estén en contacto con agua que presente niveles de pH ácida, lo cual puede hasta perforar al material.

- La geometría del tanque, debe tenderse a tanque en posición vertical con una relación entre base y altura lo menor posible, para favorecer la estratificación del agua y obtener un mayor rendimiento en el acumulador, se debe considerar también la ubicación de la alimentación, entrada y salida, el intercambiador en el acumulador.

3.7.4 Ubicación y condiciones de montaje

Los acumuladores se deben colocar lo más cerca posible a los captadores y de los puntos de consumo, para reducir pérdidas de calor y costos en aislamiento del equipo.



El acumulador al igual que otros elementos debe presentar buenas condiciones frente a los agentes atmosféricos.

3.7.5 Conexiones en el sistema de acumulación

- La conexión de la entrada de agua caliente ya sea del intercambiador o del colector debe esta sobre una altura del 50 al 75% de la altura del acumulador.

- La salida de agua fría del acumulador hacia el intercambiador o hacia el colector, será por la parte inferior del acumulador.

- Agua fría de la red se suministrará también por la parte inferior del acumulador.

- Tener en consideración de los niveles térmicos presentes a diferente altura del acumulador, y como fijar según las necesidades entradas y salidas de agua caliente, del agua calentada por energía solar y por sistema auxiliar.

- Agua caliente producida por energía auxiliar de fijará internamente en la parte superior del acumulador, se debe recordar que el sistema auxiliar debe absorber toda la demanda, debido a que en cierto momento el aporte solar puede ser nulo.

- En caso de varios acumuladores, se recomienda conectarlos en serie invertida en el circuito de consumo, o en paralelos con circuitos secundarios o primarios equilibrados.

- La conexión de los acumuladores debe ser de tal forma que se sale uno de funcionamiento, los otros no lo harán.

3.7.6 Pérdidas de calor

De preferencia se debe situar el acumulador en un local interior obteniendo menor pérdida de calor, se deben evitar puentes térmicos que desvíen el calor a través de las conducciones hidráulicas y de los apoyos que se utilicen para fijar el acumulador, el acumulador debe contar con un aislamiento de tipo y espesor corrector o según especificaciones técnicas.

Se debe tener presente que a medida que se incrementa la temperatura de acumulación, se incrementan también las pérdidas.

$$Q_{rc} = \frac{A * U * \Delta T * 24}{860} \qquad \text{(Ecuación 3. 5)}$$

$$U = \frac{1}{e/_{k}} \qquad \text{(Ecuación 3. 6)}$$

$$\Delta T(°C) = T_d - t_a \qquad \text{(Ecuación 3. 7)}$$

Donde:

A: Área de la superficie envolvente del acumulador en (m^2).
U: Coeficiente global de transmisión de calor del aislante.
e: Espesor del material
k: Coeficiente de conductividad del material
T_d: Temperatura de acumulación en el depósito (de 45 a 60°C)
t_a: Temperatura ambiente (20°C)

Un KWh equivale a $860Kcal$.

3.7.7 Criterios de selección del acumulador

En cuanto al tipo de modelo del acumulador.

- En lo posible el sistema de acumulación debe tener un intercambiador integrado, debido a una mejor eficiencia y se reduce el espacio de instalación.
- En lo posible contar con intercambiador integrado, ya sea de serpentín (más adecuado) o de doble envolvente.
- Así se tenga sistemas solar con apoyo auxiliar, de debe contar con un subsistema de acumulación, como es el caso de un acumulador de doble serpentín.

En cuanto al tipo de material del acumulador.

- Se recomienda el empleo de equipos vitrificados hasta 500 o 750 litros de acumulación.
- Se recomienda para acumuladores mayores a los anteriores, de acero inoxidable, pero con la limitación en cuanto a la calidad de agua que se almacene (no debe ser pH acida o clorada mayor a 100mg/l).
- Elegir en lo posible acumuladores en posición vertical, en especial si se trata de un acumulador que solo almacena agua caliente.

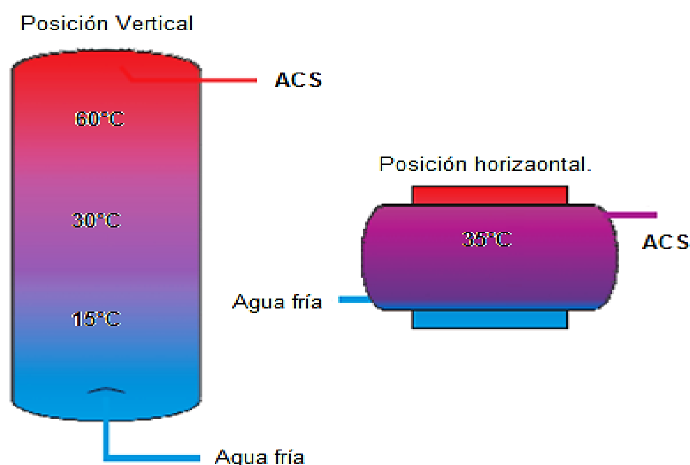


Figura 3. 40 Estratificación del agua dentro de un acumulador

3.7.8 Aislamiento del acumulador

Es de vital importancia el aislamiento térmico del acumulador debido a que produce grandes pérdidas de calor en la noche, por lo que se recomienda aislar térmicamente las conexiones con tuberías, tapas metálicas, para reducir con un aislamiento adecuado importantes pérdidas.

Se recomienda el aislamiento completo del acumulador, puede ser tanto en la superficie exterior como la interior.

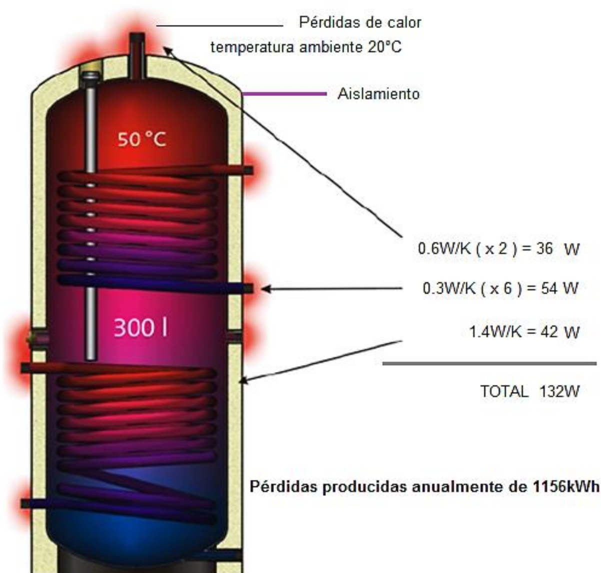


Figura 3. 41 Pérdidas de calor en un acumulador de 300 litros.
Fuente: Centro español de información del cobre

3.8 Sistema de control

En un sistema termo solar, para obtener mayor eficiencia o en caso de temperatura excesiva, dependen en gran parte del sistema de control de cada uno de los circuitos, hasta con un sistema de control se puede prevenir enfermedades como legionelosis.

El sistema de control debe tener las siguientes características:

- La instalación solar no debe interferir con el sistema de apoyo y viceversa.
- Se debe tener prioridad en el sistema solar sobre el sistema de apoyo.
- La temperatura de entrada del agua fría debe ser lo más baja posible.
- No debe permanecer el sobrecalentamiento en equipos.
- Posibilidad de operar en cada uno de los elementos del sistema termo solar.

- El control debe cubrir todos los requerimientos siendo lo más simple posible.

3.8.1 Control a las descargas

Da una adecuada evacuación del agua caliente del acumulador para el consumo.

3.8.2 Control de carga

Para una óptima transformación de radiación solar en calor, y transferencia al sistema de almacenamiento, regula para y arranque del sistema termo solar debe a temperaturas excesivas.

3.8.2.1 Sistemas con intercambiador de calor interno

Los principales elementos de son control en este tipo de sistemas son:

- Medidor de radiación solar en el campo de captadores (SR).
- Sonda de temperatura del fluido caloportador a la salida del campo de captador (Tc).
- Sonda de temperatura del fluido caloportador a la entrada del intercambiador del calor (Tei).
- Sonda de temperatura en la parte inferior del acumulador solar (por donde entra el agua de la red) (Tfa).
- Sonda de temperatura en la parte superior del acumulador solar(al último pero antes de la conexión del sistema auxiliar) (Tca).

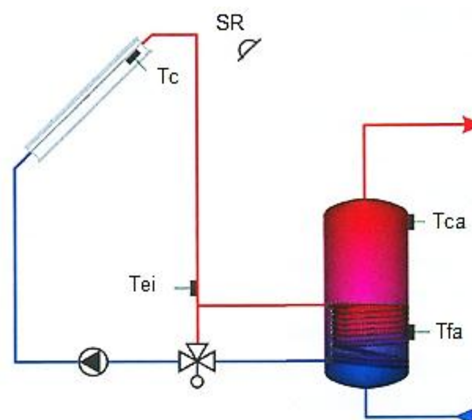


Figura 3. 42 Control en sistema de calor interno.
Fuente: Dr. Felix A. Peuser - Karl-Heinz Remmers - Martin Schnauss, Sistemas Solares Térmicos. Diseño e Instalación. SOLARPRAXIS, CENSOLAR

En estos sistemas se pueden realizar dos tipos de control:

- ***En función de la temperatura diferencial entre la salida del campo de captadores y la parte más fría del sistema de acumulación***

Se activará una bomba de circulación cuando la diferencia de temperatura entre Tc y Tfa supere un valor determinado, se puede realizar con termostatos diferenciales.

Para evitar arranque y paradas innecesarios delas bombas se debe establecer un tiempo mínimo de funcionamiento.

Variable	**Valor estimado**	
	Mínimo	**Máximo**
Diferencia de temperatura a la conexión	5°C	10°C
Diferencia de temperatura a la desconexión	3°C	5°C
Tiempo de conexión mínimo para la bomba.	5 mín.	7 mín.

Tabla 3. 3 Valores típicos de operación sistemas de control.
Fuente: José Mª Fernández Salgado (2008), Compendio de Energía Solar. (Adaptado al CTE y al nuevo RITE)

Este sistema de control está limitado cuando las tuberías son demasiadas largas o están en el exterior de edificios.

Por lo tanto se recomienda la instalación de una Válvula de tres vías, que hará las veces de un by-pass, que consta con un servomotor que funciona en función de la diferencia de temperatura entre Tei y Tfa. Con ello cuando se encuentra en reposo o la diferencia de temperatura es muy pequeña, la válvula funciona como un by-pass hasta encontrar que Tei es mayor a Tfa.

Si el sensor capta un exceso de temperatura en la parte superior del acumulador, se debe parar el proceso. Para que la bomba de circulación no se encienda de manera innecesaria por las noches se coloca un temporizador inhabilitándola por las noches.

- ***En función de la sonda de radiación y la diferencia de temperatura entre el fluido de trabajo en la entrada del intercambiador y la parte más fría del sistema de acumulación***

Este sistema es similar al anterior con la deferencia que en vez de la sonda de temperatura de los captadores, se coloca un medidor de radiación solar (E), funcionado las bombas debido a la diferencia entre Tei y Tfa.

En esta configuración pueden darse arranques (soleado) o paradas (nubes espesas) demasiados rápidos si solo se toma el criterio del medidor de radiación, por ello, debe considerarse también la diferencia de temperatura entre Tei y Tfa.

Se puede incorporar también una Válvula de tres vías para que funcione con by-pass, y si el sensor capta un exceso de temperatura en la parte superior del acumulador se debe parar el proceso, como se describió en el caso anterior.

3.8.2.2 Sistemas con intercambiador de calor externo

En este tipo de sistemas al igual que en las configuraciones para sistemas con intercambiador de calor interno, se debe también regular el aporte térmico del circuito secundario mediante arranque o parada de una bomba de circulación en el circuito secundario.

Esta configuración presenta la ventaja que en días frio o de heladas se puede transferir el calor del secundario al primario si se trabaja con una sonda de colectores envés de una sonda de radiación.

El funcionamiento normal de este sistema la bomba del circuito primario como la del circuito secundario deben estar conectadas, desconectándose cuando exista una diferencia de temperatura mínima entre la salida del campo de captadores y la parte más fría del sistema de acumulación.

Cuando se trate de un sistema en el cual hay varios acumuladores, la parte más fría de los acumuladores es por donde entra el agua de la red, y la parte más caliente es de los mismos, en donde va directo al consumo o donde se une con el sistema de apoyo.

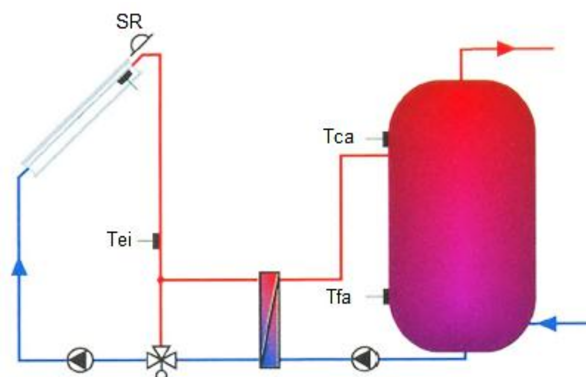


Figura 3. 43 Control en sistema de calor externo.
Fuente: Dr. Felix A. Peuser - Karl-Heinz Remmers - Martin Schnauss, Sistemas Solares Térmicos. Diseño e Instalación. SOLARPRAXIS, CENSOLAR

3.8.2.3 Control de instalaciones solares a caudal variable

Se conoce que en general los sistemas de termo solares son de caudal fijo, pero cuando se necesita mayor temperatura en el fluido caloportador, se varía el caudal por medio de una bomba (intercambiador interno) o bombas (intercambiador externo, simultáneamente a ambas).

Con ello se consigue la reducción de utilización del sistema de apoyo auxiliar.

3.8.3 Condiciones que debe cumplir el sistema de control.

- Se debe incluir el esquema del sistema eléctrico y de control, según RITE.

- Las bombas de circulación no deben encender con diferencias de temperaturas inferiores a 2°C, y deben evitarse paradas en diferencias de temperaturas mayores a 7°C, según el Pliego de Condicione Técnicas del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.

- El salto térmico o la diferencia de temperatura en el control diferencial para la parada y arranque del sistema debe ser superior a los 2°C.

- El A.C.S. a consumir no debe ser mayor a los 45°C, para evitar quemaduras, por ello también se debe contar con un sistema de mezcla de agua en el punto de consumo.
- Las temperaturas máximas logradas en la instalación, no deben afectar al consumo y a los materiales utilizados en el sistema.

- Si debe contar con sistemas antihielo que se activen cuando el fluido caloportador sea inferior a los3°C.

- El sistema de control debe estar dispuesto a trabajar en temperaturas desde -10°C hasta los 50°C.

- El tiempo mínimo de fallo del sistema de control debe ser mayor a las 7000horas.

3.8.4 Equipos de medida

3.8.4.1 Medida de temperatura

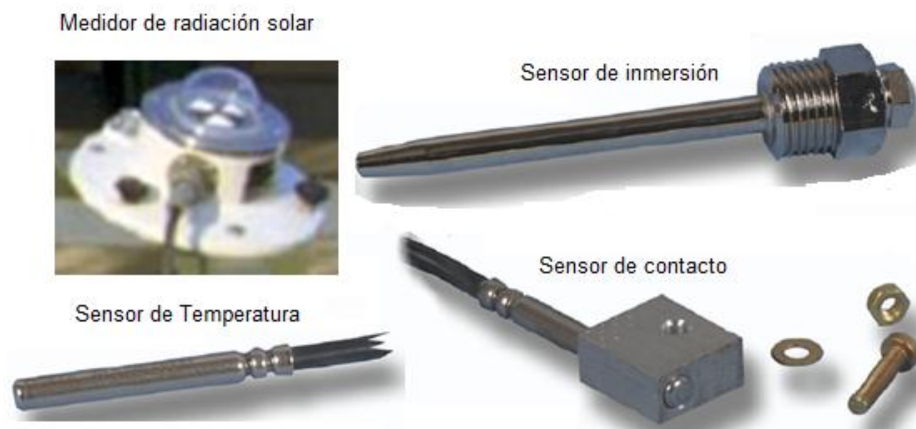


Figura 3. 44 Elementos de medición de temperatura



Sensores o sondas de temperatura.

Por medio de estos equipos se obtiene la lectura diferencial de temperatura entre dos puntos.

Las sondas deben estar situadas a una distancia máxima de 5 cm del fluido que se pretende medir y en contracorriente al fluido, en lugares donde haya turbulencia, deben ser de preferencia de inmersión, pueden variar hasta 1°C.

3.8.4.2 Medida de Caudal

Se recomiendan los siguientes equipos:

- Medidores de flujo magnético.
- Turbinas.
- Medidores de flujo de desplazamiento positivo o procedimientos gravimétricos.

Cualquiera de estos equipos deben tener una precisión igual o superior al 3%.

El medidor de ser posible debe ser colocado en la entrada del agua fría de red en el acumulador.

Dentro de un proyecto o diseño el fabricante debe facilitar los siguientes datos:

- Temperaturas máximas del fluido.
- Calibre del contador.
- Indicación mínima de la esfera.
- Presión máxima de trabajo.
- Caudales:
  - En servicio continuo.
  - Máximo, durante algunos minutos.
  - Mínimo, con precisión del 5%.
  - De arranque.
- Capacidad máxima de totalización.
- Dimensiones.
- Diámetro y tipo de conexiones.
- Pérdida de carga en función del caudal.



3.9 Seguridad, higiene y mantenimiento

3.9.1 Seguridad

Las instalaciones deben cumplir con ciertas normas tales como EN 12975, EN 12746, la ISO 9806.

Se recomienda la implantación de una válvula de seguridad cada dos válvulas de corte, también dispuestas en la entrada y salida del banco de captadores. Los materiales utilizados en la válvula de seguridad deben aguantar la corrosión y deben tener sus conductos de escape un diámetro adecuado. Se debe contar con un vaso de expansión en el circuito primario dimensionado adecuadamente. Para evitar el sobrecalentamiento en la instalación térmica cuando esta parada, el Pliego de Condiciones Técnicas de la IADA, recomienda que ningún mes exceda un 110% de la energía necesaria y en 100% en no más de tres meses seguidos.

Se puede aplicar una lona reflectante a parte del campo de colectores, para evitar el sobrecalentamiento, adecuando para un consumo programado.

Otra forma de evitar el calor excesivo puede ser ocupando el calor en otro tipo de aplicación como en calentamiento de piscinas, refrigeración, etc.

3.9.2 Higiene

Cuando el agua calentada es almacena da por períodos mayores a un día, y el rango de temperatura esta entre los 30 a 50 °C, en las cuales se encuentren los índices más altos de reproducción de bacterias, entre ellos se debe presentar especial atención a la legionella (Legionella pneumophilla), observada por primera vez en 1976 entre los legionarios norteamericanos), la cual es una bacteria presente en pequeñas cantidades por toda el agua y se reproduce velozmente a temperaturas de 35°C.

Al estar en la ducha se puede inhalar gotas diminutas de agua a los pulmones en donde dicha bacteria ataca y se presenta parecida a una pulmonía, afectando más a enfermos y ancianos

No se consideran medidas especiales en instalaciones pequeñas, se consideran como instalaciones grandes a las que el sistema de acumulación es mayor a 400 litros, o el volumen en las tuberías desde el acumulador hasta el punto de consumo más alejado es mayor a tres litros.

El acumulador del cual se dará agua caliente para el consumo debe tener una temperatura mínima de 60°C para obtener una llamada desinfección térmica
Las horas más propicias para la desinfección térmica se encuentran en la tarde (16 pm) debido a que en estas horas el consumo suele ser menor.



Se cumplen normas como ISO 100-030-94 para prevenir la legionelosis, criterios higiénicos-sanitarios establecidas por el Real Decreto 865/2003 en España.

3.9.3 Mantenimiento

Mantenimiento realiza por el usuario mensualmente

- Revisar la presión del circuito.
- Revisión visual del funcionamiento de elementos de medida.
- Purgar el sistema.
- Limpieza de la superficie de captación.

Mantenimiento realizado cada año por personal autorizado

- Revisar el estado del fluido caloportador.
- Revisar presión y llenado del circuito.
- Revisión de la presión del vaso de expansión.
- Calibración del sistema de control.
- Inspección visual tuberías, aislamiento, bombas, captador, en general de toda la instalación.

3.10 Rendimiento energético de los colectores termo solares

Todo panel termo solar basa su funcionamiento en la transferencia de energía. En primer lugar, la captación de la radiación solar calienta la superficie útil del panel; este calor se transfiere al contenido líquido del circuito primario del sistema que finalmente será el encargado de realizar un intercambio de energía térmica y obtener agua caliente en el circuito secundario.

Todo este proceso de trabajo genera un una sumatoria total de pérdidas en el sistema, por lo cual es necesario conocer los parámetros de los módulos con sus valores típicos de rendimiento y pérdidas, con el fin de obtener un diseño preciso.

3.10.1 Cantidad de energía útil obtenida en un panel

La energía útil obtenida de un panel solar, la representamos mediante la siguiente ecuación:

$$E = F * S * [I * (\tau\alpha) - U * (Tr - Ta)] * t \qquad \text{(Ecuación 3. 8)}$$

Donde:

E: Energía útil extraída (Joule)



F: Factor de eficacia del intercambiador de calor entre el fluido y la placa del panel.
S: Superficie útil del colector solar (m^2).
I: Irradiación solar (W/m^2).
τ : Coeficiente de transmitancia de la cubierta transparente del panel (vidrio o plástico).
α: Absorbancia de la placa colectora.
U: Coeficiente global de pérdidas (W/m^2K).
Tr: Temperatura de entrada del fluido colector. Es la temperatura del agua de la red en caso que ésta sea la componente del circuito primario (°C).
Ta: Temperatura ambiente (°C).
t: Tiempo (segundos).

La energía útil extraída es la energía procedente del sol que incide sobre la superficie del panel solar, restando las pérdidas en el mismo.

El rendimiento de un colector solar se define como el cociente entre la energía útil y la energía captada.

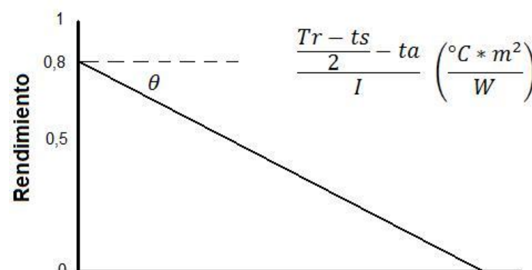
3.10.2 Recta de rendimiento energético de un colector solar plano

En la realidad, los valores de F y de U son prácticamente constantes durante todo el tiempo. Por tanto, a partir de este hecho, al representar el rendimiento de un panel solar se obtiene una recta en el cual su rendimiento es:

$$n = \frac{F*(\tau\alpha)-F*U*(Tr-Ta)}{I} \qquad \text{(Ecuación 3. 9)}$$

La pendiente de esta recta $tg(\theta)$ (siempre negativa) coincide con el valor de $-FU$ mientras que la ordenada en el origen es igual a $F(\tau\alpha)$. Estos valores son de gran utilidad en el diseño y dimensionamiento de un sistema termo solar, los cuales serán analizados más adelante.

Generalmente, los catálogos de especificaciones presentan esta gráfica considerando la temperatura media entre la temperatura de entrada del fluido, y la temperatura de salida.



Gráfica 3. 3 Recta de rendimiento energético de un colector solar plano



Esta recta varía según sea el caudal másico del fluido contenido en el colector solar. Por tanto se debe considerar el siguiente factor de corrección:

$$\boldsymbol{k = \frac{G_m * Ce}{G_m * Ce - \frac{Tg(\theta)}{2}}} \qquad \text{(Ecuación 3. 10)}$$

Donde:

G_m: Caudal másico por unidad de superficie (Kg/sm^2). Para el agua, este valor es de 0,012 Kg/sm^2.
Ce: Calor específico del fluido ($J/Kg°C$). Para el agua, este valor es de 4187 $J/Kg°C$.
θ: Ángulo de la pendiente de la recta de rendimiento. (Siempre negativo).

Este valor de "k" siempre será menor a 1. Por tanto finalmente los parámetros útiles para el dimensionado de un sistema termo solar resultan:

$$\boldsymbol{FU = -k * tg(\theta)} \qquad \text{(Ecuación 3. 11)}$$

$$\boldsymbol{F(\tau\alpha) = k * valor\ de\ la\ ordenada\ en\ el\ origen} \qquad \text{(Ecuación 3. 12)}$$

La utilización de estos factores serán presentados en el método de evaluación en desempeño denominado F-CHART.

3.10.3 Parámetros de rendimiento-pérdidas lineal y cuadrático en paneles solares

Es habitual que en los catálogos de especificaciones de colectores termo solares el fabricante entregue datos del factor de ganancia "n_0" (o factor óptico), y los factores de pérdidas lineal y cuadrático "a_1" y "a_2"" expresados en W/m^2k y W/m^2k^2 respectivamente.

Sin embargo estos valores cuadráticos se deben convertir a 2 parámetros "b" y "m", los cuales son los factores de ganancia y pérdidas de la ecuación lineal de rendimiento del colector.

$$\boldsymbol{b = \frac{n_0}{100}} \qquad \text{(Ecuación 3. 13)}$$

$$\boldsymbol{m = 0,75 * a_1 + 16 * \sqrt{b * a_2}} \qquad \text{(Ecuación 3. 14)}$$

A manera de ejemplo, se analiza los siguientes datos ofrecidos por el fabricante:

$$n_0 = 74,6\%$$
$$a_1 = 3,232\ W/m^2k$$



$$a_2 = 0{,}014\ W/m^2k^2$$

Como se observa, el factor de ganancia "b" coincide con el parámetro "n_0", pero factor de pérdidas lineal y el término "a_1" no es el mismo; desarrollando las ecuaciones 3.13 y 3.14, tenemos:

$$b = 0{,}746$$
$$m = 4{,}059\ W/m^2k$$

3.11 Método de evaluación F-CHART

El método F-CHART representa la metodología más prestigiosa para evaluar el comportamiento de los colectores solares y su desempeño de trabajo a largo plazo.

Fue desarrollado en el año de 1973 por los profesores Klein, Beckman y Duffie para el cálculo de la cobertura de un sistema termo solar. Hasta la fecha se considera a sus predicciones como las de más alta fiabilidad. La Universidad de Colorado (U.S.A.) realizó pruebas mediante el seguimiento de un sistema real y comparó sus resultados con los predichos por Klein en su método, encontrando un error máximo del 5%. [16]

Su sistema de cálculo se basa en datos mensuales/anuales y relaciona la superficie de los colectores de sol con sus denominadas “curvas f”. Éstas gráficas indican el aporte solar de la demanda total de energía. Por ejemplo, una curva de valor 0,7 nos garantiza el 70% de suministro, para ser compensado el 30% restante con algún sistema de energía auxiliar.

A continuación se presenta el desarrollo del método F-CHART simplificado, debido a que la obtención de uno de los parámetros de cálculo ($\tau\alpha'$) necesita alrededor de 20 pasos en el desarrollo; y su resultado no afecta de manera considerable en el proyecto, además que su valor se lo puede estimar sin mayor problema.

- En una instalación de energía termo solar, se cumple la siguiente relación:

$$\boldsymbol{Q = L - E} \qquad \text{(Ecuación 3. 15)}$$

En donde:

Q: Aporte de energía solar.
L: Consumo total de energía.
E: Aporte de energía auxiliar.

- Mediante esta relación se obtiene el porcentaje exclusivo de energía solar:

[16] HABERL Jeff S. Ph.D. (2004), CHO P.E. Soolyeon, “LITERATURE REVIEW OF UNCERTAINTY OF ANALYSIS METHODS (F-Chart Program)”



$$ES = \frac{L-E}{L} = \frac{Q}{L}$$ (Ecuación 3. 16)

Siendo ES el consumo exclusivo de energía solar.

- El valor de "L", la energía demandada en agua caliente sanitaria es un dato inicial en el diseño del proyecto. Generalmente es estimada según los hábitos de consumo y estadísticas a través de los tiempos.

$$L = N * n * w * (Ts - Tr) * Ce * \rho * mcm$$ (Ecuación 3. 17)

Donde:

L: Consumo mensual (Joules).
N: Número de días del mes.
n: Número de usuarios.
w: Consumo de A.C.S. por usuario y por día (litros).
Ts: Temperatura máxima deseada en el sistema (°C).
Tr: Temperatura del agua de la red (°C). (Generalmente es 1°C mayor a la temperatura ambiente).
Ce: Calor específico del fluido (J/Kg°C). El agua tiene un valor de 4187 J/Kg°C.
ρ: Densidad del fluido (Kg/lt). El agua tiene un valor 1 Kg/lt.
mcm: Es el máximo consumo por mes. En el caso de ser el 100% se debe multiplicar por 1.

- El valor de "Q" es una función más compleja; pero se la puede relacionar de la siguiente manera:

$$X = \frac{S*F*U*B*(Ts-Ta)*t}{L}$$ (Ecuación 3. 18)

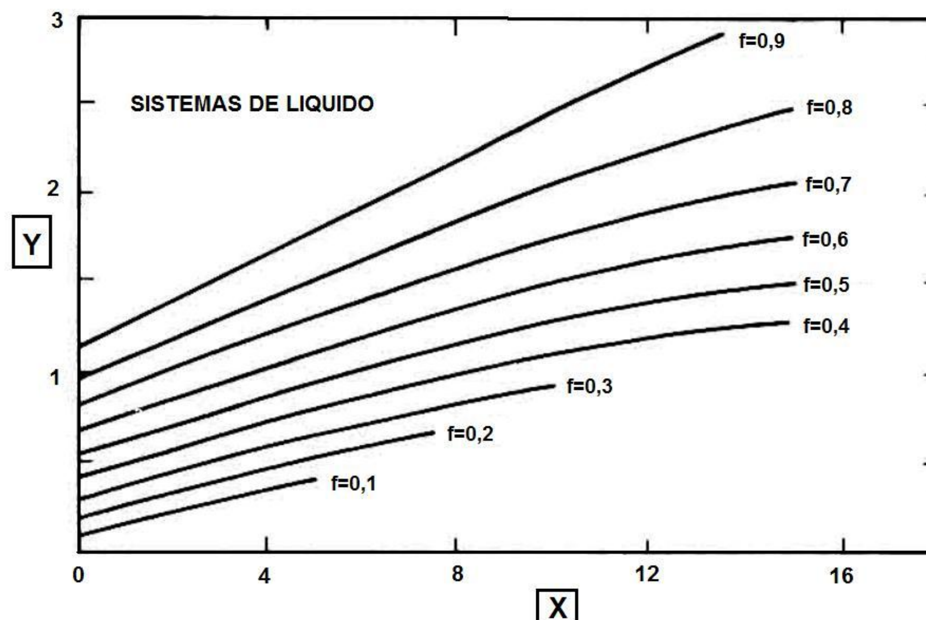
$$Y = \frac{S*F*B*(\tau\alpha')*H*N*k}{L}$$ (Ecuación 3. 19)

Donde:

X: Relación entre las pérdidas energéticas del colector y el consumo total del mes. Este valor se encuentra entre 0 y 18.
Y: Relación entre la energía absorbida por el colector (ganancia) y el consumo total del mes. Este valor se encuentra entre 0 y 3.
S: Superficie útil del panel solar (m^2)
F: Factor de eficacia del colector
U: Pérdidas del colector (W/m^2K)
B: Factor de eficacia del intercambiador de calor. Si se desconoce $B = 0,9$

Ts: Temperatura máxima deseada en el sistema.
Ta: Temperatura ambiente.
t: Número de segundos existentes en un mes.
H: Valor de la media mensual de radiación (J/m^2).
N: Número de días del mes.
k: Factor de corrección al utilizar un almacenamiento diferente de 75 lt/m^2
$(\tau\alpha')$: Producto entre la transmitancia y absorbancia media mensual del panel.

- La "curva f" que determina el porcentaje de aportación solar en el sistema se la determina mediante estos valores X e Y. Este valor también es posible determinarlo matemáticamente.



Gráfica 3. 4 "Curva f" que determina el porcentaje de aportación solar en el sistema
Fuente: Jaume Riboti Martín (2001), Curso de Energía Solar. Barcelona

- Para facilitar los cálculos matemáticos o el proceso para la programación de software, las ecuaciones 3.18 y 3.19 las podemos modificar de tal manera que las representamos de la siguiente manera:

$$\frac{X}{S} = \frac{FU*B*(Ts-Ta)*t}{L} * k1 \qquad \text{(Ecuación 3. 20)}$$

$$\frac{Y}{S} = \frac{F(\tau\alpha)*B*H*N*k*(\tau\alpha'/\tau\alpha)}{L} * K1 \qquad \text{(Ecuación 3. 21)}$$

Al parámetro "S" le damos el valor de 1 m^2 para obtener como resultado X/m^2 e Y/m^2 con el fin de poder multiplicar arbitrariamente la superficie total de los captadores seleccionados de forma al azar para determinar de una manera más adecuada los resultados de Y, X, y por consiguiente la "curva f" con el objetivo de encontrar el mayor aporte de energía solar al sistema.



Recordar que los valores de $F(\tau\alpha)$ y FU se los obtiene a partir de la curva de rendimiento de los colectores de sol. El valor de $(\tau\alpha')$ se lo encuentra mediante un procedimiento muy extenso, el cual no influye de manera representativa en el resultado final. Es por ello que lo estimamos mediante la aproximación del cociente entre $(\tau\alpha'/\tau\alpha)$. Este valor se indica en la siguiente tabla:

MES	0 Cubiertas	1 Cubiertas	2 Cubiertas
Ene	0,99	0,96	0,94
Feb	0,99	0,96	0,94
Mar	0,98	0,95	0,93
Abr	0,96	0,93	0,91
May	0,95	0,92	0,9
Jun	0,94	0,91	0,89
Jul	0,95	0,92	0,9
Ago	0,95	0,92	0,9
Sep	0,97	0,94	0,92
Oct	0,98	0,95	0,93
Nov	0,99	0,96	0,94
Dic	0,99	0,96	0,94

Tabla 3. 4 Valores de $(\tau\alpha'/\tau\alpha)$ para 0-1-2 cubiertas de plástico o vidrio en zonas templatas de la Tierra
Fuente: Jaume Riboti Martín (2001), Curso de Energía Solar. Barcelona

- En las ecuaciones 3.20 y 3.21 se debe multiplicar por un factor de corrección “k1”, ya que el consumo no es uniforme durante las 24 horas del día. Este gasto se adapta a una gráfica estándar equivalente matemáticamente a:

$$K1 = \frac{11{,}6+1{,}18*Ts+3{,}86*Tr-2{,}32*Ta}{(100-Ta)} \quad \text{(Ecuación 3. 22)}$$

- Finalmente, con todos los resultados previamente calculados y obtenidos los valores de X/m^2 y Y/m^2; multiplicamos por diversas superficies útiles de captación para determinar el valor de la “curva f” y obtener la aportación mensual de energía solar al sistema. El valor de la “curva f” se la puede determinar matemáticamente mediante la siguiente relación:

$$f = 1,029 * y - 0,065 * x - 0,245 * y^2 + 0,0018 * x^2 + 0,0215 * y^3 \quad \text{(Ecuación 3. 23)}$$

3.12 Datos climatológicos en la República del Ecuador

Al analizar la metodología de evaluación F-CHART se ha podido observar que para realizar un diseño de A.C.S. mediante energía termo solar es necesario disponer de datos climatológicos de la zona de estudio:

- Radiación solar.- Los datos de radiación solar para el Ecuador se indica en la tabla correspondiente al **ANEXO 1**, sin embargo, los datos indicados se encuentran en (KWh/m^2) y los datos necesarios para la evaluación mediante F-CHART requiere que estos valores se expresen en (MJ/m^2).

$$\mathbf{1KWh = 3{,}6\ MJ}$$

- Temperatura media del ambiente.- Este dato es de gran importancia, ya que mientras más bajo sea su valor, el salto térmico para alcanzar la temperatura deseada de A.C.S. debe ser más alto, y por tanto se requerirá una mayor cantidad de energía. Al igual que los valores de radiación solar, y como es lógico, los valores de temperatura varían en nuestro país según sea la ubicación geográfica de la zona y altura sobre nivel del mar.

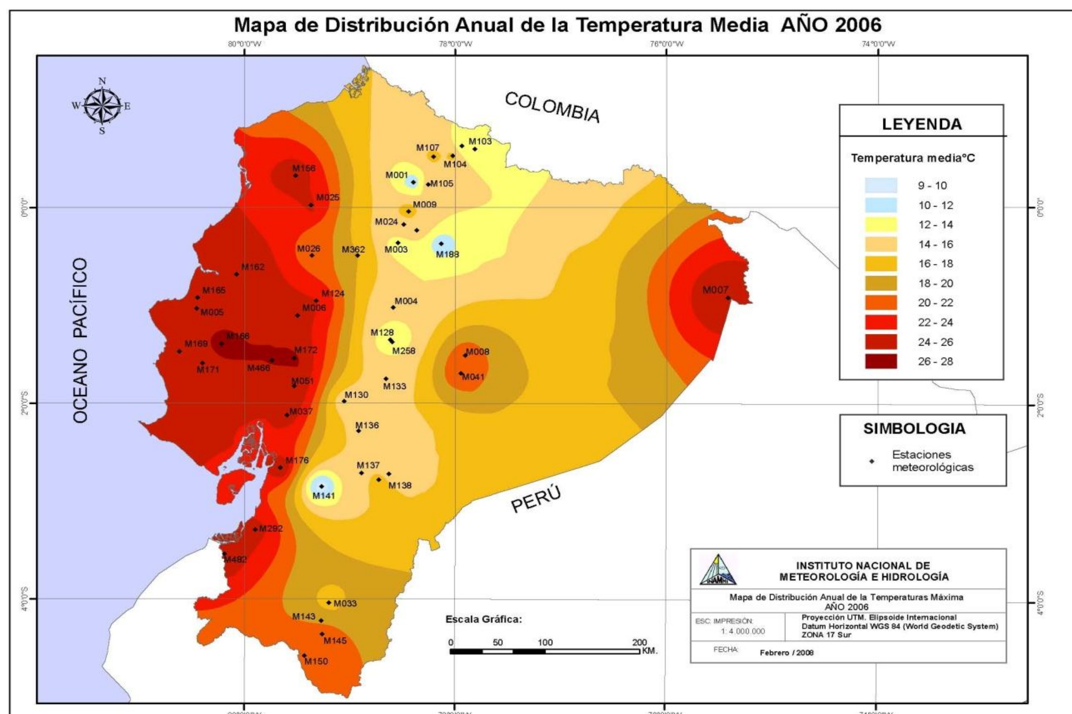


Figura 3. 45 Distribución anual de temperatura media en el territorio ecuatoriano
Fuente: Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología INAMHI

La base de datos histórica de temperatura media en la ciudad de Cuenca se indica en el **ANEXO 4**.

Los valores de temperatura media histórica para diferentes zonas del Ecuador se pueden encontrar gratuitamente en los “Anuarios Meteorológicos” publicados por el INAMHI en la siguiente dirección:

http://www.inamhi.gov.ec/anuarios/

- Temperatura media del agua de la red.- Los valores de temperatura inicial del agua se los estima en relación a la temperatura media del ambiente,

considerando el hecho que la temperatura del fluido en la red pública es aproximadamente siempre 1 °C mayor.[17]

3.13 Demanda de agua potable en el Ecuador y estimación de A.C.S.

Igual que en el consumo eléctrico, la demanda de agua potable sufre variaciones entre los usuarios, dependiendo de su cultura, hábitos de consumo, necesidades, actividades rutinarias, etc.

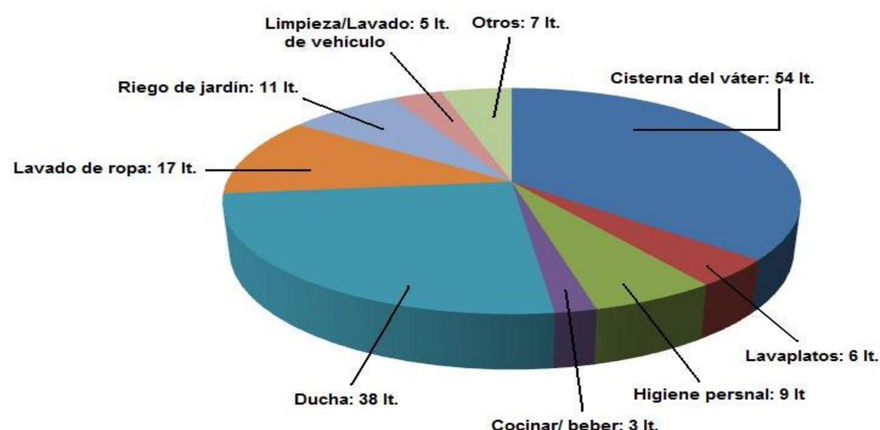
En la ciudad de Cuenca no existe análisis totalmente estricto con una base de datos histórica y tendencia futura de consumo de esta necesidad. Los estudios generalmente han demostrado que los porcentajes de demanda para cada actividad se mantienen teóricamente estables; la variación fuerte se presenta en la dotación total de agua destinada para las diferentes zonas climáticas.

DOTACION ESTIMADA DE AGUA POR DIA Y POR HABITANTE		
Región	**Zona Urbana**	**Zona Rural**
Cuenca (Sierra)	180 lt	50 lt
Costa	250 lt	70 lt
Oriente	250 lt	70 lt

Tabla 3. 5 Dotación estimada en litros de agua potable por día y por habitante
Fuente: ETAPA

Como regla general, la demanda de agua potable incrementa conforme la temperatura media del ambiente sea mayor.

La distribución sectorial de consumo en una vivienda unifamiliar en promedio tiene el siguiente comportamiento por habitante:



Gráfica 3. 5 Distribución sectorial promedio de consumo diario por usuario en una vivienda unifamiliar
Fuente: Reglamento de Instalaciones Térmicas en Edificios (RITE)

[17] ETAPA



Partiendo de este análisis se puede determinar los valores de consumo de agua caliente sanitaria por habitante.

La normativa del Plan Solar de Castilla y León determina que para un diseño, los consumos unitarios máximos de A.C.S. serán los siguientes:

Tipología de Usuario	Lt/día
Viviendas unifamiliares	40 por persona
Viviendas multifamiliares	30 por persona
Hospitales	80 por cama
Hotel ****	100 por cama
Hotel ***	80 por cama
Hotel/Hostal **	60 por cama
Hostal/Pensión *	50 por cama
Residencia (ancianos/estudiantes)	80 por cama
Vestuarios/Duchas colectivas	20 por servicio

Tabla 3. 6 Consumos unitarios estimados de A.C.S.
Fuente: Energía Solar Térmica. Manual del Proyectista. Junta de Castilla y León

3.14 Análisis comparativo entre la metodología de estimación F-CHART y el programa computacional Censol 5.0

En la actualidad existen varias metodologías de predicción sobre el comportamiento de trabajo de los módulos termo solares y por tanto existen varios programas computaciones dedicados a estimar sus resultados.

Sin embargo la mayoría de programaciones desarrolladas son exclusivas para evaluar la factibilidad en países europeos y casi todos dedicados exclusivamente a España, por ejemplo “CalSolar de Saunier Duval”, o “Roca Solar”, entre otros. Por tanto, lamentablemente no se pueden utilizar estas herramientas para comprobar resultados de diseños en Ecuador.

A su vez, se ha podido verificar que gran cantidad de herramientas computacionales disponibles en el mercado basan su funcionamiento en el sistema F-CHART agregando alguna modificación o parámetro a sus cálculos, es por ello que, el análisis comparativo de resultados se lo realizará únicamente entre la metodología descrita en el punto 3.11 y la estimación presentada por Censol 5.0.

En primer lugar realizaremos una comparación respecto a la metodología de estimación y los datos de entrada necesarios para el cálculo.

Las condiciones iniciales de cálculo serán exactamente las mismas para los dos modelos:



Tipología de usuario	Vivienda Unifamiliar
Número de usuarios	4
Demanda de A.C.S. por usuario	40 lt.
Temperatura de A.C.S.	50 °C
Consumo máximo por mes	100%
Parámetro lineal "m"	4,8
Parámetro lineal "b"	0,9
superficie útil	2,01

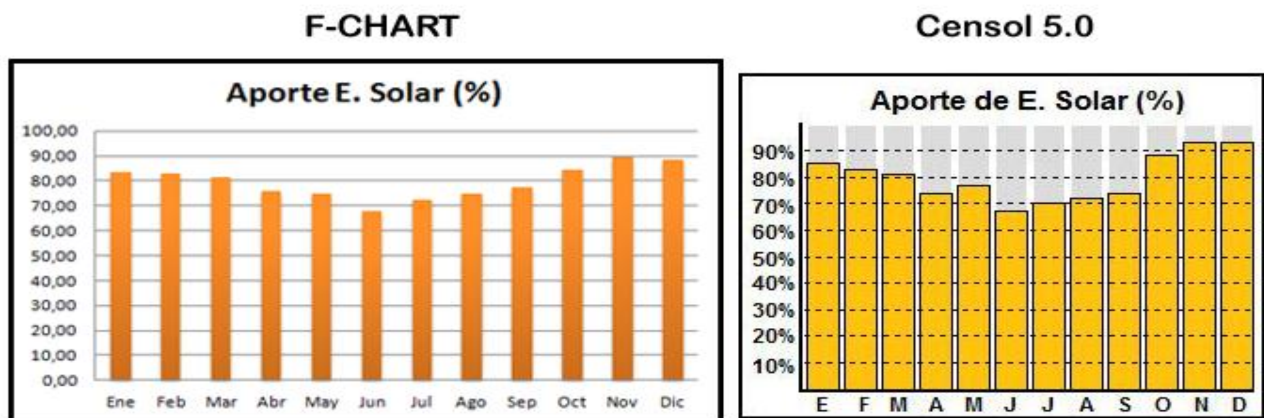
Tabla 3. 7 Condiciones iniciales hipotéticas para comparar resultados entre F-Chart y Censol
Fuente: Propia

Sistema de cálculo	Metodología de estimación	Datos de entrada para el cálculo
F-CHART	**F-CHART**	Número de usuarios
		Demanda por usuario y por día
		Temperatura de A.C.S.
		Consumo máximo por mes (%)
		Radiación solar media mensual
		Temperatura de ambiente media mensual
		Temperatura de agua en la red
		Parámetro lineal "m" de los captadores
		Parámetro lineal "b" de los captadores
		Número de cubiertas transparentes en el panel
		superficie útil del captador
		Calor específico del fluido
		Densidad del fluido
		Eficiencia del intercambiador de calor
Censol 5.0	**Balance energético**	Ubicación geográfica
		Temperatura de agua en la red
		Pérdidas globales
		Demanda por usuario y por día
		Consumo máximo por mes (%)
		Radiación solar media mensual
		Temperatura de ambiente media mensual
		Parámetro de corrección por atmósfera y por incidencia de radiación en paneles inclinados
		Parámetro lineal "m" de los captadores
		Parámetro lineal "b" de los captadores
		Parámetro cuadrático "n0" de los captadores
		Parámetro cuadrático "a1" de los captadores
		Parámetro cuadrático "a2" de los captadores
		Orientación e inclinación de los captadores
		Temperatura de A.C.S.

Tabla 3. 8 Cuadro comparativo entre la metodología de estimación F-CHART y el programa computacional Censol 5.0
Fuente: Propia

Como era de esperar, los resultados obtenidos difieren uno del otro debido a que el sistema de cálculo es distinto y los dos métodos exigen diferentes parámetros de corrección. Pero a su vez, esta diferencia no supera el 5% en el mes de máxima diferencia.

En la siguiente gráfica se puede apreciar el resultado de la estimación mediante la metodología F-CHART y el programa computacional de Censol.



Gráfica 3. 6 Comparativa del aporte de Energía Solar mediante estimación F-CHART y Censol a iguales condiciones de trabajo
Fuente: Propia

	F-CHART	CENSOL
Demanda anual (MJ)	8000	8014
Ahorro de energía auxiliar (MJ)	6349	6492
Aporte solar (%)	79,36%	81%

Tabla 3. 9 Comparativa de resultados entre F-CHART y Censol
Fuente: Propia

3.14.1 Conclusiones de la evaluación

Los dos sistemas de cálculo son altamente fiables y reconocidos a nivel mundial. Sin embargo el programa computacional Censol presenta limitaciones para el diseño en ciertos lugares del planeta debido a la falta de información de los parámetros de corrección por inclinación óptima y factores de corrección por atmósfera.

La comparación de ambas metodologías tuvo que ser evaluada para una misma localidad de España, en donde existen a disposición todos los datos necesarios para obtener un resultado confiable.

Como ya se ha comprobado la factibilidad de ambos métodos, para los cálculos técnicos de factibilidad de energía termo solar en Ecuador se asumirán los resultados de las estimaciones F-CHART en todos los cálculos que se presenten de aquí en adelante.

3.15 Análisis Técnico de Paneles Termo Solares

En el **ANEXO 5** se presenta una lista detallada de varios paneles; los cuales indican los parámetros necesarios para el diseño de sistemas de A.C.S.

Como se puede apreciar, no necesariamente los paneles de tubo al vacío presentan mejores características que las unidades planas o de termosifón. Ya que su rendimiento depende constantemente de su calidad, fabricante, superficie útil, tecnologías de construcción y porcentaje de pérdidas.

Para analizar la operación de trabajo de distintos paneles, se hará un diseño solar de A.C.S. para una vivienda unifamiliar, con los siguientes datos de partida:

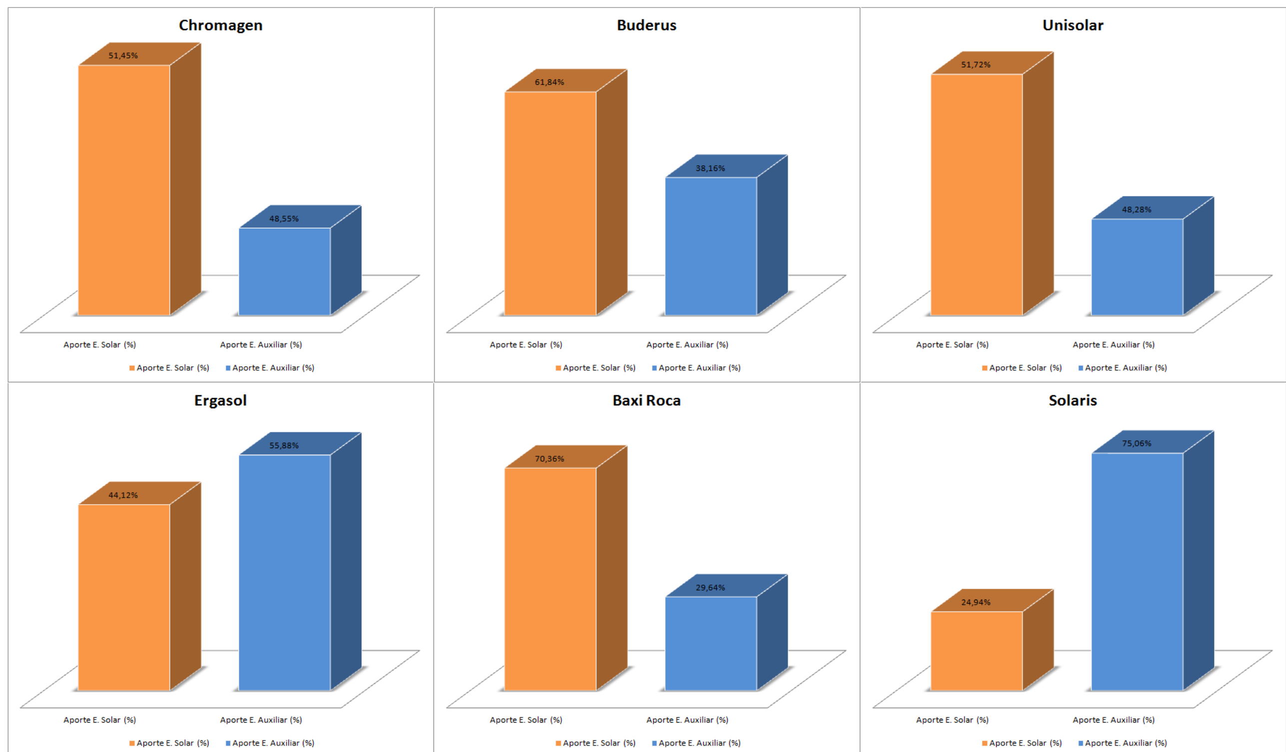
Ubicación geográfica	Cuenca-Ecuador
Temperatura media de ambiente	Datos de Cuenca
Tipología de usuario	Vivienda Unifamiliar
Número de usuarios	4
Demanda diaria de A.C.S. por usuario	40 lt.
Temperatura de A.C.S.	60 °C
Consumo máximo por mes	100%
Panel Solar	Varios
Superficie de captación	La S. útil de cada panel

Tabla 3. 10 Condiciones iniciales para diseño solar de A.C.S. en la ciudad de Cuenca-Ecuador

La estimación de resultados se presenta en la siguiente tabla:

Marca del panel	Chromagen	Buderus	Unisolar	Ergasol	Baxi Roca	Solaris
Modelo	CR10 ALDP8	LOGASOL SK 4.0 S	UNISOL TS300	200L	AR30	E12
Tipo	Plano	Plano	Termosifón	Termosifón	Tubo de vacío	Tubo de vacío
n	0,706	0,848	0,77	0,725	0,832	0,57
a1	5,047	4,021	3,566	6,222	1,14	2,226
a2	0,017	0,0108	0,024	0,043	0,014	0,011
S (m^2)	2,17	2,1	1,9	1,9	2,4	1,1
Demanda total anual (MJ)	**10432**	**10432**	**10432**	**10432**	**10432**	**10432**
Cobertura Solar anual (MJ)	**5367**	**6451**	**5395**	**4603**	**7341**	**2601**
Cobertura Auxiliar anual (MJ)	**5065**	**3981**	**5037**	**5829**	**3092**	**7831**
Aporte solar anual	**51,45%**	**61,84%**	**51,72%**	**44,12%**	**70,36%**	**24,94%**

Tabla 3. 11 Resultados del análisis técnico de paneles termo solares en iguales condiciones de trabajo para la ciudad de Cuenca
Fuente: Propia



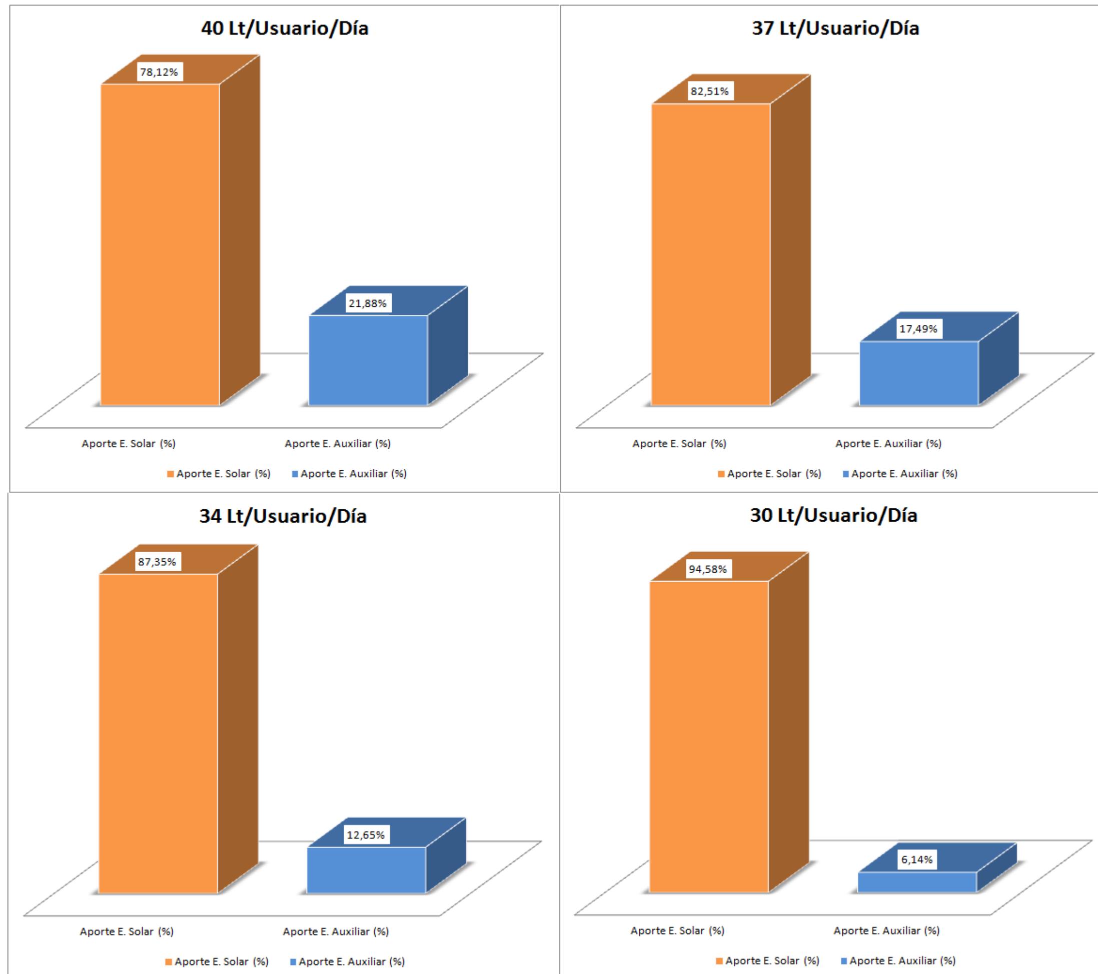
Gráfica 3. 7 Aporte energético solar y auxiliar a un sistema de A.C.S. en la ciudad de Cuenca al permanecer constante la demanda de consumo y su temperatura
Fuente: Propia

Como es de conocimiento, el consumo de energía depende de las exigencias de la demanda por parte de los usuarios. Estos datos de partida son de gran importancia, ya que variaciones simples como consumo de A.C.S. o temperatura de la misma representan modificaciones considerables al sistema en la aportación energética solar.

Mediante el mismo sistema que se manejó en el análisis de los colectores, analizaremos la aportación solar anual del panel del tipo tubo de vacío BAXI ROCA AR30.

Panel Solar Baxi Roca AR30				
Número de usuarios	4	4	4	4
Temperatura de A.C.S.	55 °C	55 °C	55 °C	55 °C
Demanda diaria de A.C.S. por usuario	**40 lt.**	**37 lt.**	**34 lt.**	**30 lt.**
Demanda total anual (MJ)	9212	8521	7830	6909
Aporte solar anual	**78,12%**	**82,51%**	**87,35%**	**94,58%**

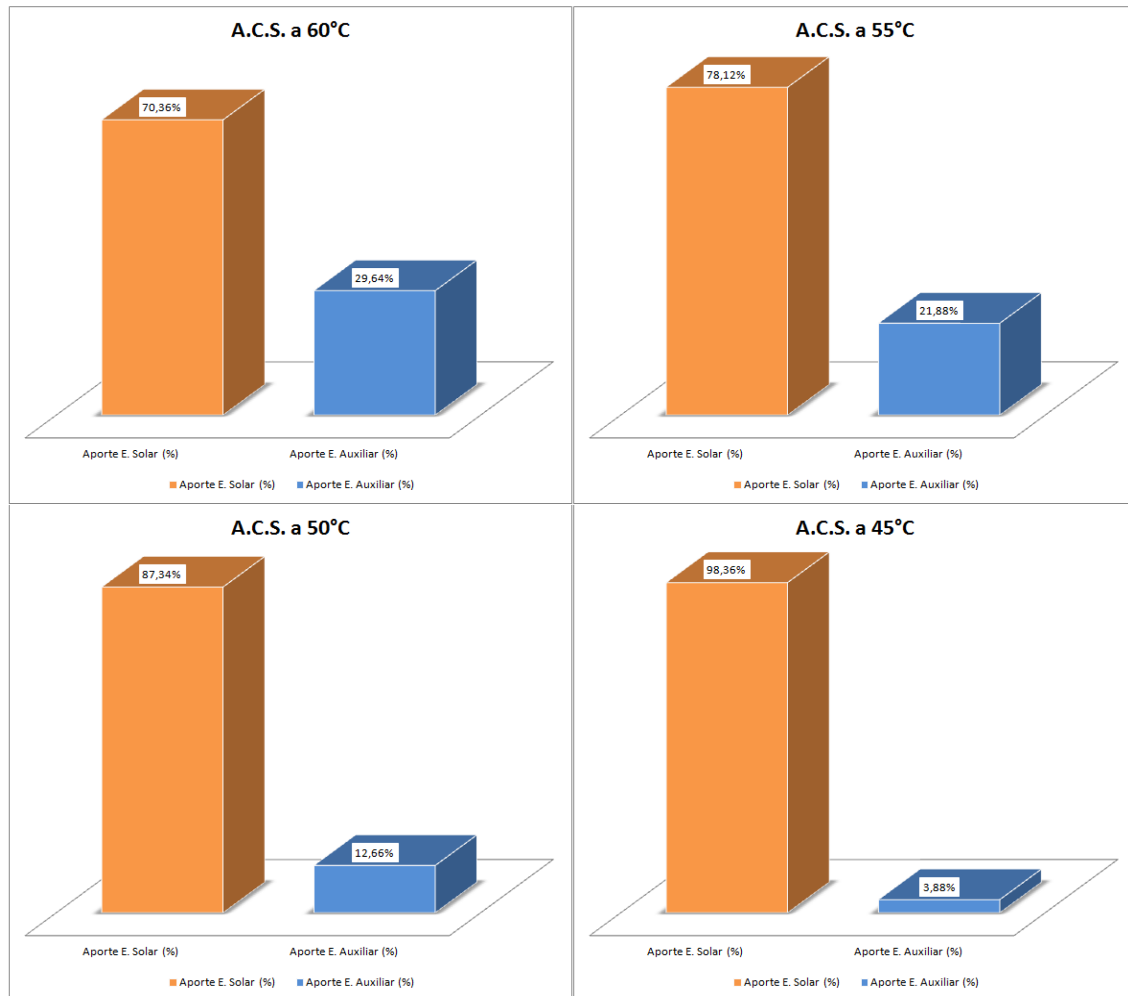
Tabla 3. 12 Aporte Solar anual en la ciudad de Cuenca, al variar la demanda de consumo, manteniendo constante la temperatura de A.C.S. y el modelo de panel termo solar
Fuente: Propia



Gráfica 3. 8 Aporte Solar anual en la ciudad de Cuenca, al variar la demanda de consumo, manteniendo constante la temperatura de A.C.S. y el modelo de panel termo solar
Fuente: Propia

Panel Solar Baxi Roca AR30				
Número de usuarios	4	4	4	4
Demanda diaria de A.C.S. por usuario	40 lt.	40 lt.	40 lt.	40 lt.
Temperatura de A.C.S.	**60 °C**	**55 °C**	**50 °C**	**45 °C**
Demanda total anual anual (MJ)	10432	9212	7991	6771
Aporte solar anual	**70,36%**	**78,12%**	**87,34%**	**98,36%**

Tabla 3. 13 Aporte Solar anual en la ciudad de Cuenca, al variar temperatura de A.C.S., manteniendo constante la demanda de consumo y el modelo de panel termo solar
Fuente: Propia



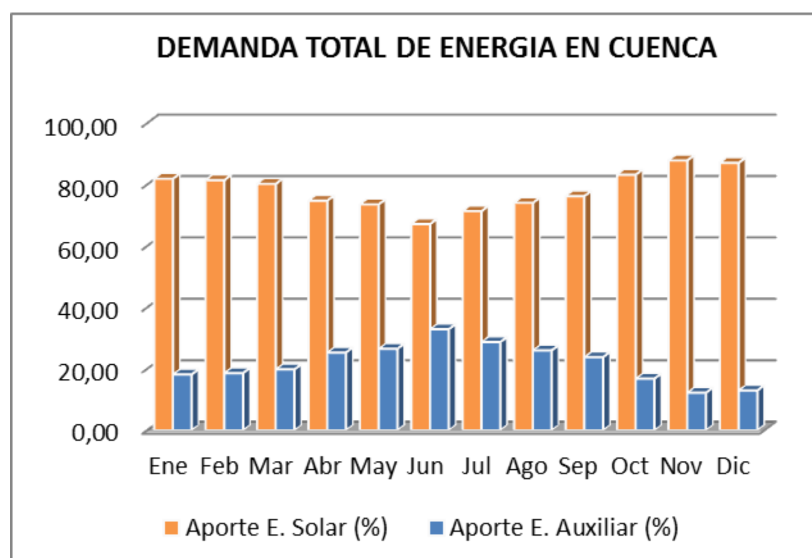
Gráfica 3. 9 Aporte Solar anual en la ciudad de Cuenca, al variar temperatura de A.C.S., manteniendo constante la demanda de consumo y el modelo de panel termo solar
Fuente: Propia

Finalmente, se puede estimar cual será el aporte energético solar por cada mes del año.

En una vivienda unifamiliar conformada por 4 miembros que demanden un consumo máximo de 40 litros diarios de A.C.S. a una temperatura de 55°C en la ciudad de Cuenca, el global energético se comporta de la siguiente manera:

MES	Demanda Total (MJ)	Cobertura Solar (MJ)	Cobertura Auxiliar (MJ)
Ene	767	628	139
Feb	698	569	130
Mar	775	622	153
Abr	754	564	191
May	782	575	207
Jun	770	517	253
Jul	809	577	232
Ago	802	594	208
Sep	764	583	182
Oct	775	645	130
Nov	746	656	91
Dic	767	668	99
AÑO	**9212**	**7197**	**2015**
MES	**Aporte E. Solar (%)**		**Aporte E. Auxiliar (%)**
Ene	81,88		18,12
Feb	81,42		18,58
Mar	80,22		19,78
Abr	74,72		25,28
May	73,52		26,48
Jun	67,13		32,87
Jul	71,32		28,68
Ago	74,04		25,96
Sep	76,22		23,78
Oct	83,22		16,78
Nov	87,82		12,18
Dic	87,07		12,93
AÑO	**78,12%**		**21,88%**

Tabla 3. 14 Aporte energético solar y auxiliar a un sistema de A.C.S. en la ciudad de Cuenca para una vivienda unifamiliar
Fuente: Propia



Gráfica 3. 10 Aporte energético solar y auxiliar a un sistema de A.C.S. en la ciudad de Cuenca para una vivienda unifamiliar
Fuente: Propia



3.16 Análisis del potencial termo solar en el Ecuador

Con el fin de dar una evaluación de la capacidad energética solar que presenta nuestro país para abastecer los sistemas de A.C.S. en viviendas unifamiliares, si analiza diversos diseños en las localidades de máxima y mínima radiación solar de las 4 regiones naturales del Ecuador.

El análisis de cada zona referencial se encuentra a detalle en el capítulo 2.

Los datos de la demanda de consumo de A.C.S. y su temperatura son los mismos para todos los casos:

- 4 Miembros familiares.
- 40 litros de A.C.S. diaria por usuario.
- 55°C de temperatura del A.C.S.
- 1 panel solar de tubo de vacío Baxi Roca AR30

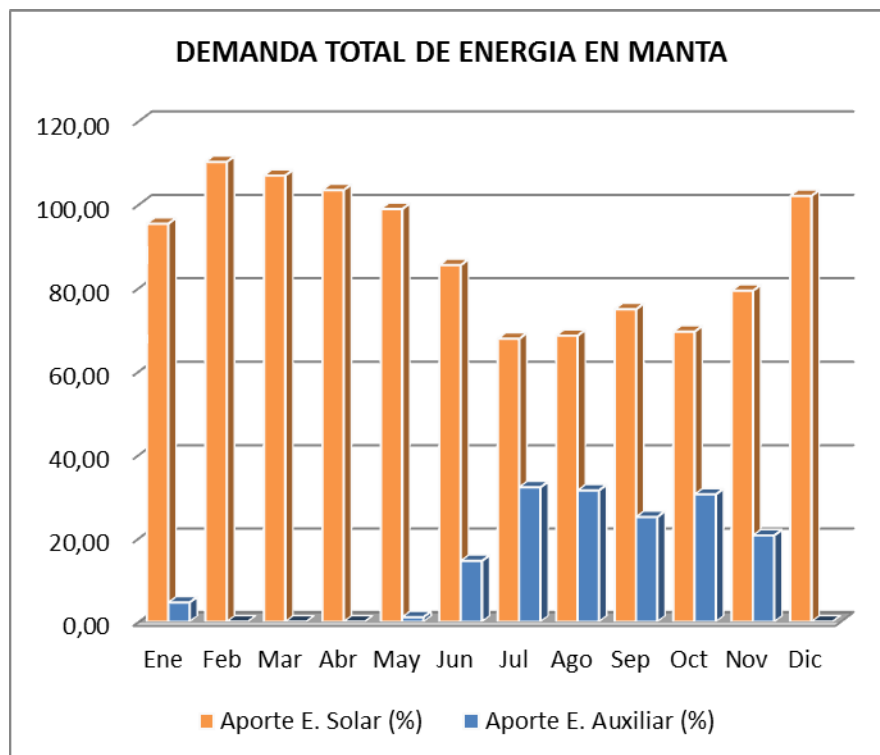
3.16.1 Región Costa

Localidad de máxima radiación solar útil: Manta.
Localidad de mínima radiación solar útil: Salinas-La Puntilla.

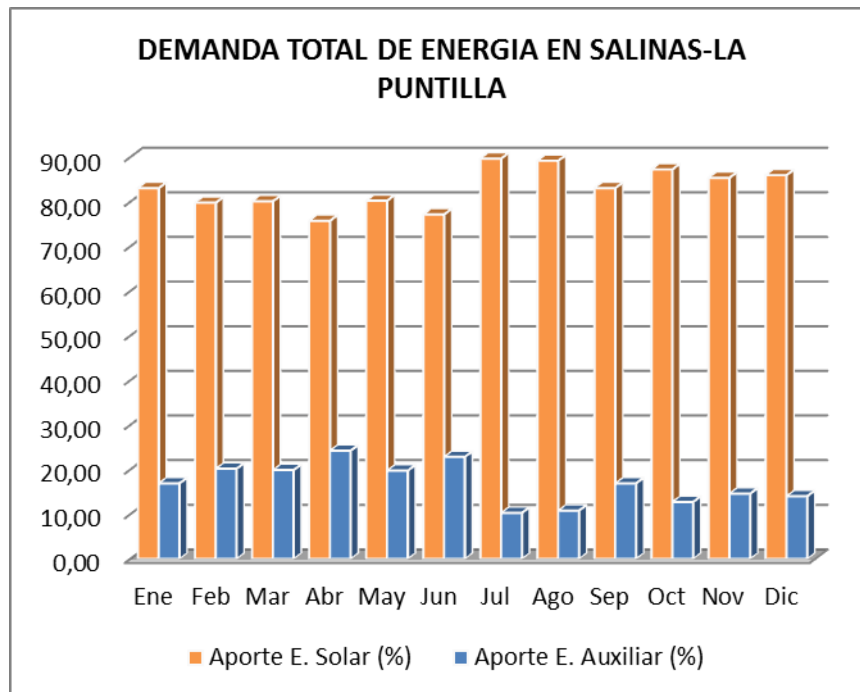
MANTA				SALINAS -LA PUNTILLA			
MES	**Demanda Total (MJ)**	**Cobertura Solar (MJ)**	**Cobertura Auxiliar (MJ)**	**MES**	**Demanda Total (MJ)**	**Cobertura Solar (MJ)**	**Cobertura Auxiliar (MJ)**
Ene	493	515	0	**Ene**	545	520	25
Feb	442	471	0	**Feb**	476	524	0
Mar	487	540	0	**Mar**	520	556	0
Abr	461	512	0	**Abr**	598	619	0
May	506	519	0	**May**	541	535	6
Jun	524	471	52	**Jun**	536	458	78
Jul	554	522	32	**Jul**	543	368	175
Ago	543	520	23	**Ago**	547	375	172
Sep	530	517	13	**Sep**	520	389	130
Oct	537	504	33	**Oct**	551	383	168
Nov	534	517	17	**Nov**	532	422	110
Dic	549	550	0	**Dic**	549	561	0
AÑO	**6160**	**5991**	**169**	**AÑO**	**6459**	**5594**	**865**

MANTA			SALINAS-LA PUNTILLA		
MES	**Aporte E. Solar (%)**	**Aporte E. Auxiliar (%)**	**MES**	**Aporte E. Solar (%)**	**Aporte E. Auxiliar (%)**
Ene	104,43	0	**Ene**	95,4	4,6
Feb	106,58	0	**Feb**	110,2	0
Mar	110,8	0	**Mar**	106,92	0
Abr	111,04	0	**Abr**	103,46	0
May	102,56	0	**May**	98,91	1,09
Jun	90,03	9,97	**Jun**	85,46	14,54
Jul	94,23	5,77	**Jul**	67,8	32,2
Ago	95,79	4,21	**Ago**	68,55	31,45
Sep	97,62	2,38	**Sep**	74,89	25,11
Oct	93,83	6,17	**Oct**	69,5	30,5
Nov	96,89	3,11	**Nov**	79,33	20,67
Dic	100,05	0	**Dic**	102,06	0
AÑO	**99,97**	**2,75**	**AÑO**	**88,42**	**13,39**

Tabla 3. 15 Aporte energético solar y auxiliar a un sistema de A.C.S. en las zonas de máxima y mínima radiación solar de la región Costa
Fuente: Propia



Gráfica 3. 11 Aporte energético solar y auxiliar a un sistema de A.C.S. en la ciudad de Manta
Fuente: Propia



Gráfica 3. 12 Aporte energético solar y auxiliar a un sistema de A.C.S. en la ciudad de Salinas
Fuente: Propia

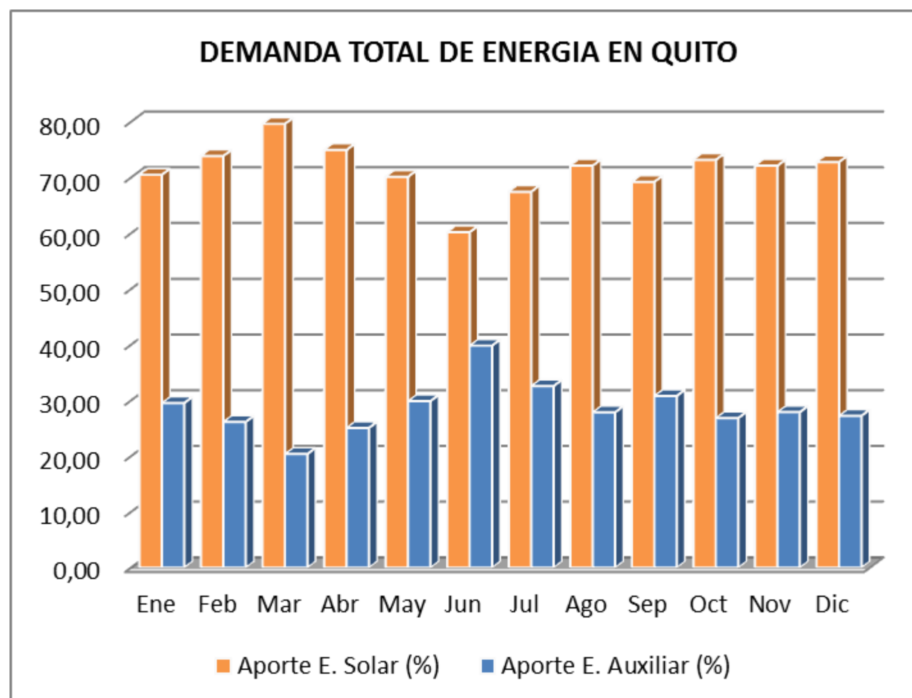
3.16.2 Región Sierra

Localidad de máxima radiación solar útil: Quito.
Localidad de mínima radiación solar útil: Bucay (Chimborazo).

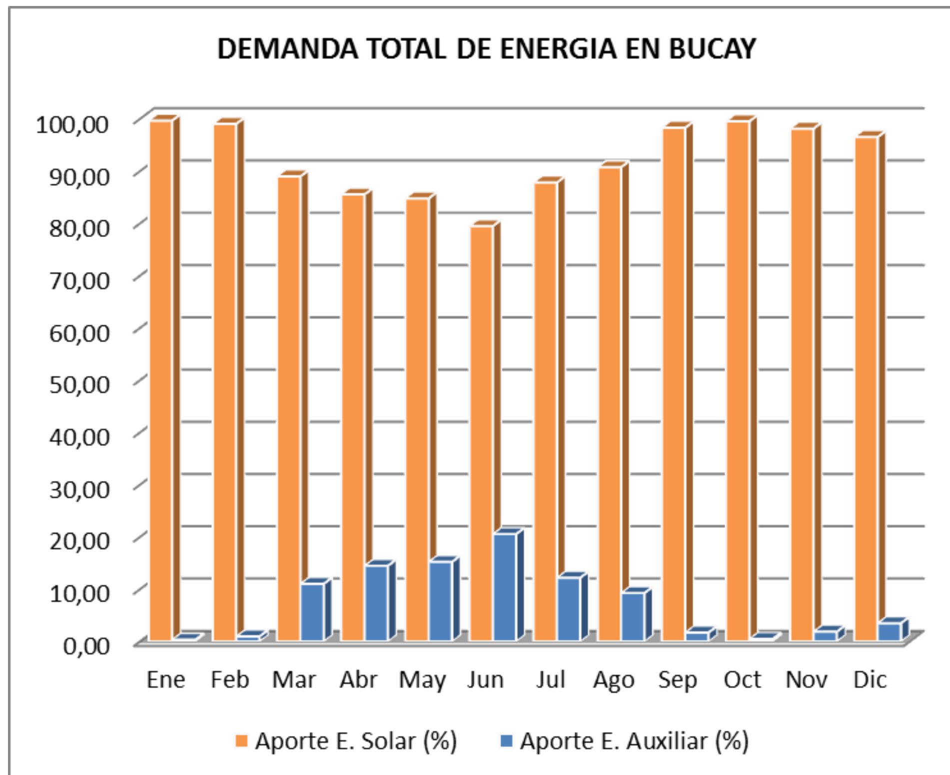
QUITO				BUCAY			
MES	Demanda Total (MJ)	Cobertura Solar (MJ)	Cobertura Auxiliar (MJ)	MES	Demanda Total (MJ)	Cobertura Solar (MJ)	Cobertura Auxiliar (MJ)
Ene	817	679	138	Ene	639	450	188
Feb	728	581	147	Feb	573	423	150
Mar	819	656	163	Mar	632	503	129
Abr	789	597	191	Abr	602	451	151
May	798	640	158	May	630	442	188
Jun	780	602	178	Jun	624	375	249
Jul	786	705	81	Jul	657	443	214
Ago	784	699	85	Ago	647	467	180
Sep	762	633	129	Sep	630	436	194
Oct	802	700	102	Oct	641	469	172
Nov	793	677	116	Nov	634	457	177
Dic	811	697	114	Dic	653	475	178
AÑO	**9469**	**7867**	**1602**	AÑO	**7562**	**5392**	**2170**

QUITO			BUCAY (CHIMBORAZO)		
MES	Aporte E. Solar (%)	Aporte E. Auxiliar (%)	MES	Aporte E. Solar (%)	Aporte E. Auxiliar (%)
Ene	83,07	16,93	**Ene**	70,49	29,51
Feb	79,8	20,2	**Feb**	73,86	26,14
Mar	80,11	19,89	**Mar**	79,62	20,38
Abr	75,75	24,25	**Abr**	74,93	25,07
May	80,23	19,77	**May**	70,12	29,88
Jun	77,16	22,84	**Jun**	60,17	39,83
Jul	89,69	10,31	**Jul**	67,43	32,57
Ago	89,19	10,81	**Ago**	72,12	27,88
Sep	83,07	16,93	**Sep**	69,2	30,8
Oct	87,25	12,75	**Oct**	73,17	26,83
Nov	85,38	14,62	**Nov**	72,11	27,89
Dic	85,97	14,03	**Dic**	72,77	27,23
AÑO	**83,08**	**16,92**	**AÑO**	**71,31**	**28,69**

Tabla 3. 16 Aporte energético solar y auxiliar a un sistema de A.C.S. en las zonas de máxima y mínima radiación solar de la región Sierra
Fuente: Propia



Gráfica 3. 13 Aporte energético solar y auxiliar a un sistema de A.C.S. en la ciudad de Quito
Fuente: Propia



Gráfica 3. 14 Aporte energético solar y auxiliar a un sistema de A.C.S. en la ciudad de Bucay
Fuente: Propia

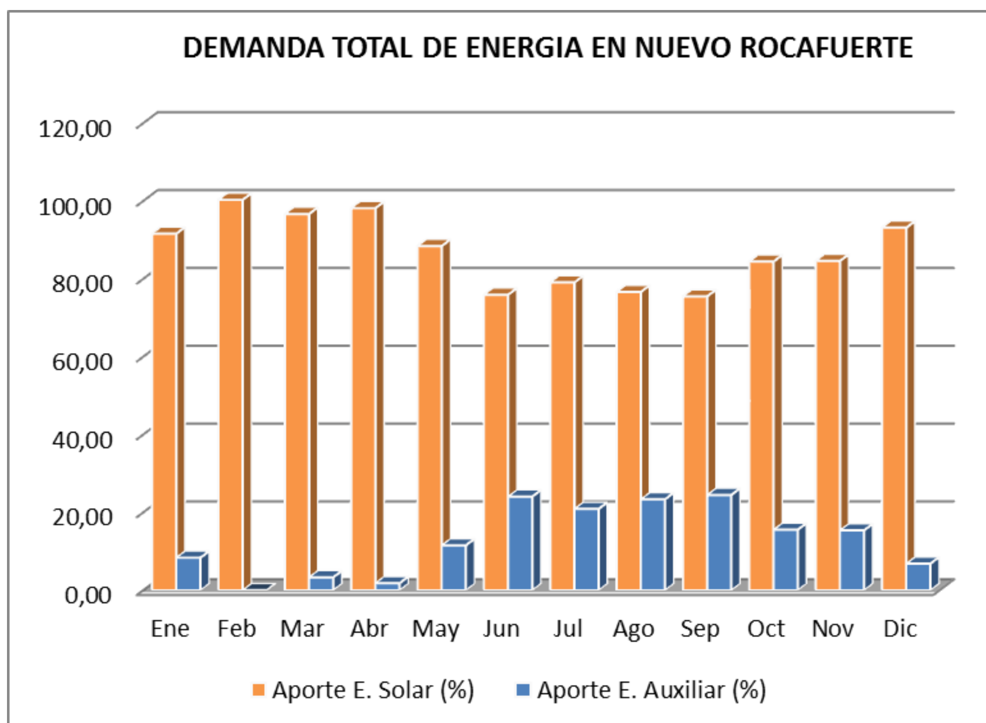
3.16.3 Región Oriente

Localidad de máxima radiación solar útil: Nuevo Rocafuerte.
Localidad de mínima radiación solar útil: San Vicente (Napo).

NUEVO ROCAFUERTE				SAN VICENTE (NAPO)			
MES	**Demanda Total (MJ)**	**Cobertura Solar (MJ)**	**Cobertura Auxiliar (MJ)**	**MES**	**Demanda Total (MJ)**	**Cobertura Solar (MJ)**	**Cobertura Auxiliar (MJ)**
Ene	587	585	2	**Ene**	576	528	48
Feb	515	510	5	**Feb**	524	526	0
Mar	587	522	65	**Mar**	574	555	19
Abr	566	484	82	**Abr**	562	552	10
May	603	511	92	**May**	601	532	69
Jun	580	461	119	**Jun**	572	434	138
Jul	603	530	74	**Jul**	581	459	121
Ago	591	536	55	**Ago**	622	477	145
Sep	564	554	10	**Sep**	582	439	143
Oct	570	567	3	**Oct**	591	499	92
Nov	564	553	11	**Nov**	568	480	87
Dic	583	562	20	**Dic**	570	531	39
AÑO	**6912**	**6376**	**536**	**AÑO**	**6923**	**6011**	**912**

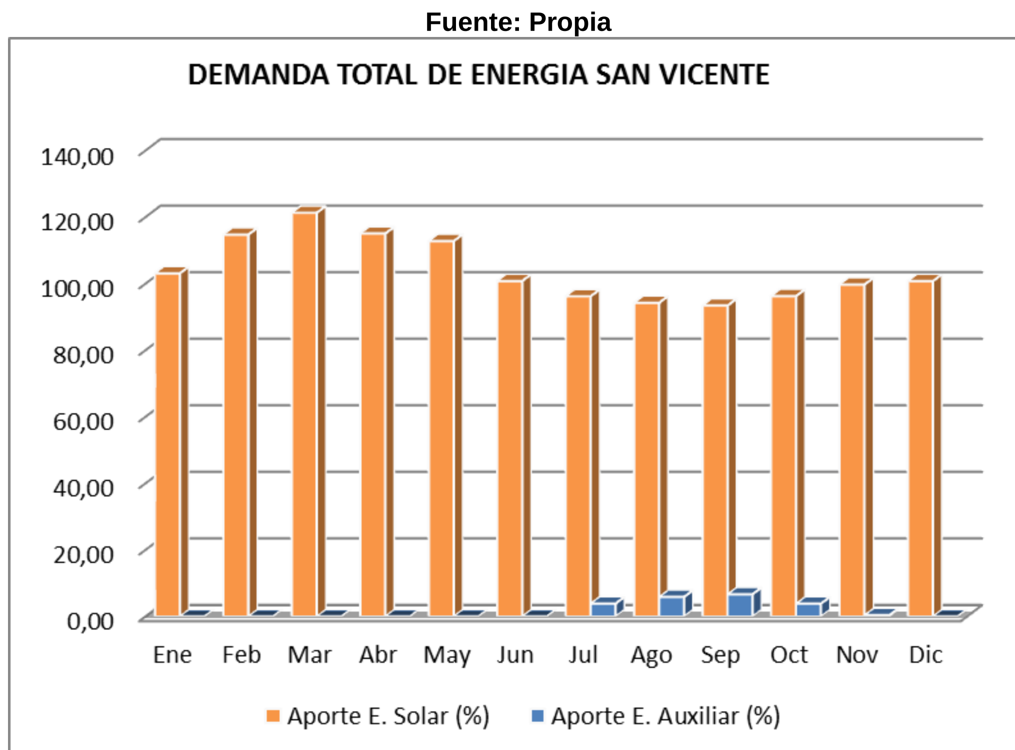
NUEVO ROCAFUERTE			SAN VICENTE (NAPO)		
MES	**Aporte E. Solar (%)**	**Aporte E. Auxiliar (%)**	**MES**	**Aporte E. Solar (%)**	**Aporte E. Auxiliar (%)**
Ene	99,67	0,33	**Ene**	91,63	8,37
Feb	99,03	0,97	**Feb**	100,31	0
Mar	88,98	11,02	**Mar**	96,67	3,33
Abr	85,53	14,47	**Abr**	98,18	1,82
May	84,78	15,22	**May**	88,45	11,55
Jun	79,46	20,54	**Jun**	75,93	24,07
Jul	87,82	12,18	**Jul**	79,1	20,9
Ago	90,74	9,26	**Ago**	76,64	23,36
Sep	98,29	1,71	**Sep**	75,51	24,49
Oct	99,52	0,48	**Oct**	84,46	15,54
Nov	98,13	1,87	**Nov**	84,61	15,39
Dic	96,52	3,48	**Dic**	93,16	6,84
AÑO	**92,25**	**7,75**	**AÑO**	**86,85**	**13,17**

Tabla 3. 17 Aporte energético solar y auxiliar a un sistema de A.C.S. en las zonas de máxima y mínima radiación solar de la región Oriente
Fuente: Propia



Gráfica 3. 15 Aporte energético solar y auxiliar a un sistema de A.C.S. en la ciudad de Nuevo Rocafuerte

Fuente: Propia



Gráfica 3. 16 Aporte energético solar y auxiliar a un sistema de A.C.S. en la ciudad de San Vicente (Napo)
Fuente: Propia

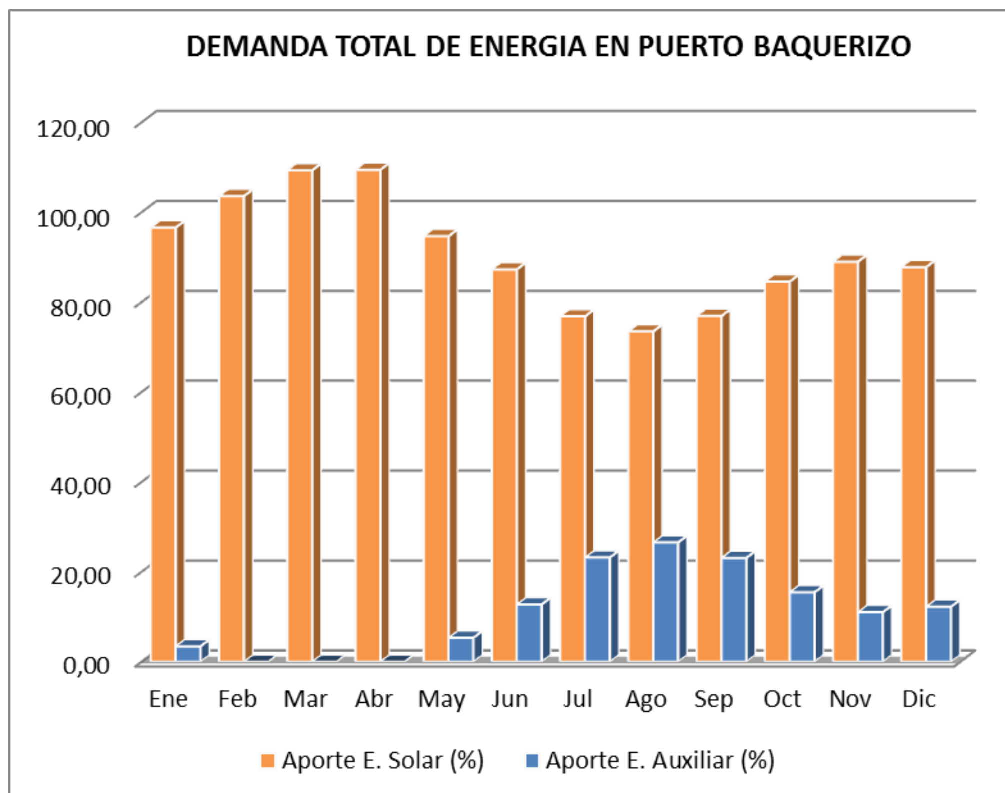
3.16.4 Región Insular

Localidad de máxima radiación solar útil: Puerto Baquerizo.
Localidad de mínima radiación solar útil: Santa Cruz.

PUERTO BAQUERIZO				SANTA CRUZ			
MES	Demanda Total (MJ)	Cobertura Solar (MJ)	Cobertura Auxiliar (MJ)	MES	Demanda Total (MJ)	Cobertura Solar (MJ)	Cobertura Auxiliar (MJ)
Ene	587	605	0	Ene	614	593	21
Feb	502	576	0	Feb	532	551	0
Mar	562	681	0	Mar	570	623	0
Abr	572	658	0	Abr	550	602	0
May	581	654	0	May	581	550	31
Jun	590	594	0	Jun	578	504	74
Jul	620	596	24	Jul	620	476	144
Ago	636	600	37	Ago	636	468	169
Sep	608	568	40	Sep	624	480	144
Oct	626	602	24	Oct	647	547	100
Nov	590	588	2	Nov	622	554	68
Dic	595	599	0	Dic	624	548	76
AÑO	**7068**	**6941**	**127**	**AÑO**	**7197**	**6371**	**826**

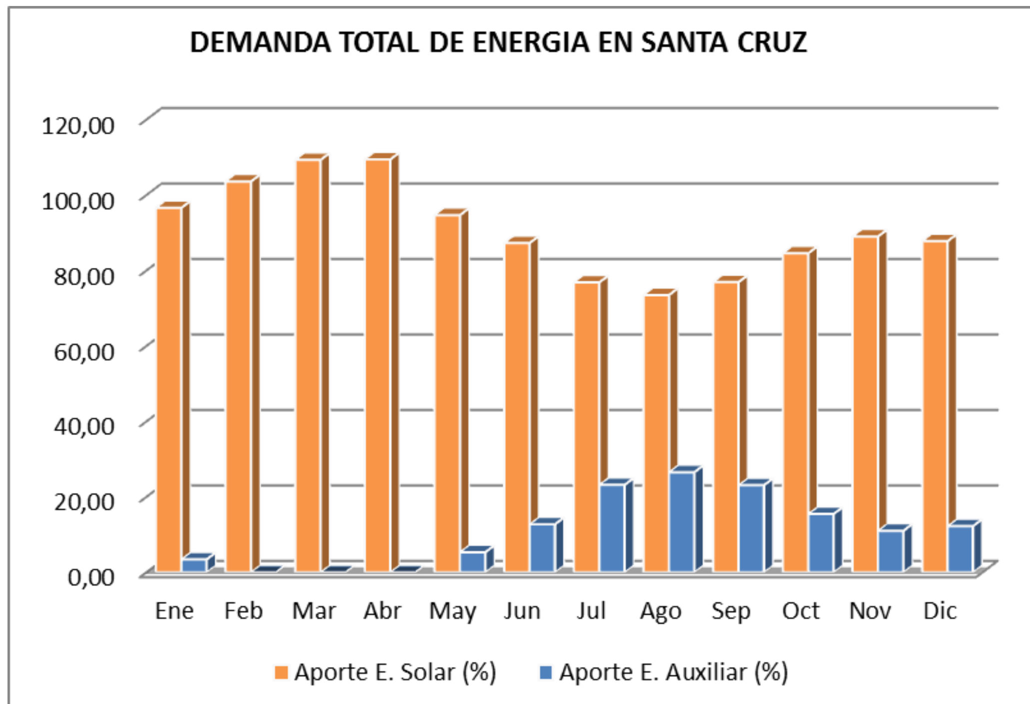
PUERTO BAQUERIZO			SANTA CRUZ		
MES	**Aporte E. Solar (%)**	**Aporte E. Auxiliar (%)**	**MES**	**Aporte E. Solar (%)**	**Aporte E. Auxiliar (%)**
Ene	103,06	0	**Ene**	96,58	3,42
Feb	114,68	0	**Feb**	103,58	0
Mar	121,25	0	**Mar**	109,31	0
Abr	115	0	**Abr**	109,44	0
May	112,74	0	**May**	94,68	5,32
Jun	100,75	0	**Jun**	87,28	12,72
Jul	96,16	3,84	**Jul**	76,83	23,17
Ago	94,2	5,8	**Ago**	73,48	26,52
Sep	93,37	6,63	**Sep**	76,92	23,08
Oct	96,21	3,79	**Oct**	84,56	15,44
Nov	99,66	0,34	**Nov**	89	11
Dic	100,74	0	**Dic**	87,78	12,22
AÑO	**103,58**	**1,79**	**AÑO**	**90,24**	**11,48**

Tabla 3. 18 Aporte energético solar y auxiliar a un sistema de A.C.S. en las zonas de máxima y mínima radiación solar de la región Insular
Fuente: Propia



Gráfica 3. 17 Aporte energético solar y auxiliar a un sistema de A.C.S. en la ciudad de Puerto Baquerizo

Fuente: Propia



Gráfica 3. 18 Aporte energético solar y auxiliar a un sistema de A.C.S. en la ciudad de Santa Cruz
Fuente: Propia



CAPÍTULO 4.

SEGUIMIENTO SOLAR

4.1 Introducción

Un seguidor solar es un dispositivo o elemento en la instalación solar, capaz de orientar a los paneles de forma que logren la mayor captación de energía, durante un período de 8-10 horas de presencia de luz natural.

Obtener la posición óptima de captación al considerar la dinámica del Sol respecto a la Tierra, representa una ganancia entre un 27 y 40% según sea la Latitud geográfica de la zona de estudio, referido a la máxima captación que puede lograr un módulo fijo. [18]

El costo de un sistema de seguimiento podría representar hasta el 15% del gasto total de la instalación fotovoltaica, sin embargo frente a una instalación fija, la producción energética anual que se puede lograr en un sistema de seguimiento de dos ejes, es como mínimo 25% mayor. [19]

4.2 Tipos de seguimiento solar

4.2.1 Seguimiento estático

Es un soporte simple y comúnmente utilizado. Su disposición depende de la Latitud del lugar para lograr la mayor captación solar posible.

En el caso de instalar en los trópicos, se considera una inclinación igual a la del lugar pero no inferior de 10 a 15 grados, mirando hacia el sur en el Hemisferio Norte, y viceversa. [20]

El ángulo de inclinación óptimo para sistemas fijos se muestra en la siguiente tabla:

[18] http://www.gstriatum.com/energiasolar/blog/2009/07/02/seguidores-solares-de-uno-y-dos-ejes/

[19] José Mª Fernández Salgado (2008), Compendio de Energía Solar. (Adaptado al CTE y al nuevo RITE)

[20] Humberto Rodríguez Murcia - Suresh Hurry, PNUD: OLADE: JUNAC, MANUAL DE ENTRENAMIENTO EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS PARA ELECTRIFICACIÓN RURAL



LATITUD DEL LUGAR EN GRADOS	ANGULO DE INCLINACION FIJO
0 a 15°	15°
15 a 25°	la misma latitud
25 a 30°	latitud más 5°
30 a 35°	latitud más 10°
35 a 40°	latitud más 15°
40° o más	latitud más 20°

Tabla 4. 1 Ángulo óptimo para sistemas estáticos según Latitud
Fuente: Sergio Morató Moreno (2006), DISEÑO DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 100KW, Cataluña, España

4.2.2 Seguimiento solar en un eje

Realizan una sola rotación ya sea su eje horizontal, vertical u oblicuo. Una rotación de los módulos de este a oeste es un seguimiento solar sencillo pero su dinámica se adapta bien a la inclinación o al azimut del Sol.

Los seguidores de un eje horizontal típicamente incrementan la producción entre un 25% - 32 %. [21]

Este tipo de seguidor se puede emplear directamente en el suelo, sobre una terraza o sobre un tejado. Para su implementación se debe considerar el lugar en donde instalar. En la implementación se debe considerar la distancia entre paneles y obstáculos presentes en la zona para evitar sombras.

Hasta ahora son la mejor opción para incrementar la ganancia de los módulos solares de manera sencilla. En estos tipos de seguidores se destacan los siguientes:

En un eje polar.- La superficie gira sobre un eje orientado hacia el sur, con una inclinación igual a su Latitud, con una velocidad de giro de 15° por hora.

En un eje acimutal.- La superficie gira sobre un eje vertical, el ángulo de la superficie igual a la Latitud, la velocidad de giro es variable a lo largo del día y del mes del año. El giro logra que coincida la normal de la superficie con el meridiano local.

En un eje horizontal.- La superficie gira sobre un eje horizontal, está orientado en dirección norte-sur, el giro que realiza se ajusta de tal manera que la normal de la superficie se alinee con el meridiano terrestre.

[21] http://www.sitiosolar.com/paneles%20fotovoltaicas.htm

4.2.3 Seguimiento solar en dos ejes

Este tipo de sistema abarca dos movimientos del sol, tanto en altitud como en azimut, obteniendo la mayor captación solar posible debido a que siempre se va a conseguir una incidencia solar perpendicular hacia los paneles.

Mediante este seguimiento se pude alcanzar un aumento de eficiencia de un 30 al 40%. De acuerdo a su rendimiento se puede realizar un estudio de rentabilidad considerando el costo que representan el sistema de seguidor y la ganancia que genera el mismo. [22]

En estos tipos de seguidores destacamos los siguientes:

- Carrusel.- De superficie circular con sus apoyos distribuidos en la misma.

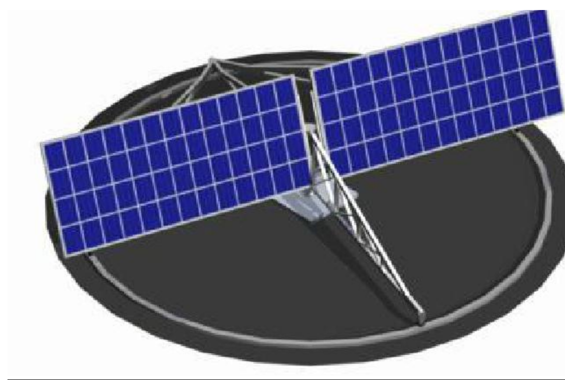


Figura 4. 1 Seguidor solar de doble eje tipo carrusel
Fuente:
http://www.consumer.es/web/es/medio_ambiente/energia_y_ciencia/2008/02/24/174810.php

- Monoposte.- Cuenta con un único apoyo central.



Figura 4. 2 Seguidor solar de doble eje tipo monoposte
Fuente: http://www.lainesinasolar.com/folletos/caract1-sin45.pdf

[22] http://www.sitiosolar.com/paneles%20fotovoltaicas.htm

A manera de ejemplo presentamos una tabla con rendimientos alcanzados según fabricantes de la marca Feina:

Modelo	Movilidad de ejes	Eficacia	Ubicación	Resistencia
9 m2 1 eje	Horizontal 0º - 90º	>al 30% de media anual	sobre el suelo sobre el techo	Vientos de 140km/h o 900kg sobre paneles
9 m2 2 ejes	Vertical –90º a 90º Horizontal 0º a 90º	Hasta el 50% en verano	sobre el suelo sobre el techo	Vientos de 140km/h o 900kg sobre paneles
20 m2 2 ejes	Vertical –90º a 90º Horizontal 0º a 90º	Hasta el 20% en invierno	sobre el suelo sobre el techo	Vientos de 140km/h o 900kg sobre paneles

Tabla 4. 2 Eficacia de Seguidores solares según fabricantes de la marca Feina
Fuente: http://www.lainesinasolar.com/seguidor.htm

4.3 Mecanismos para el movimiento de seguidores

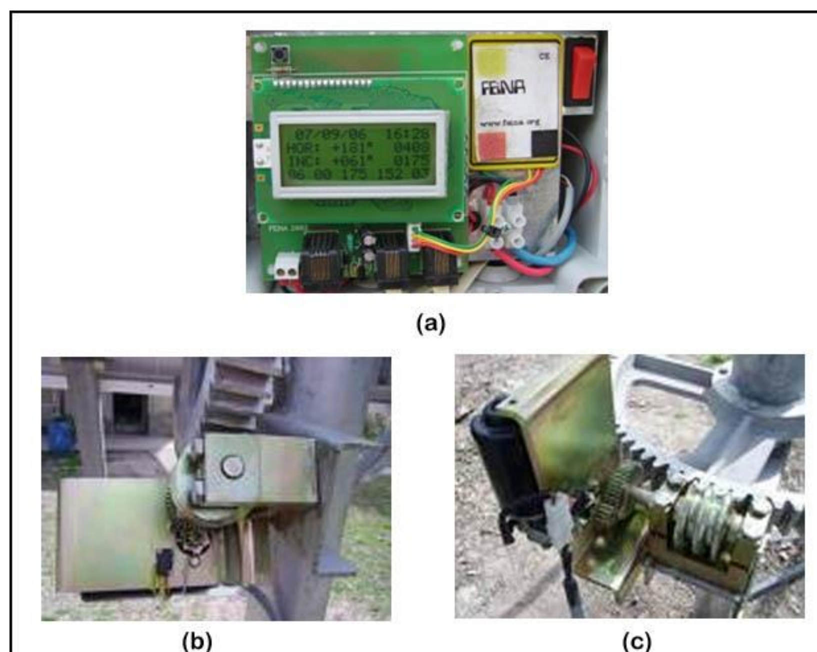


Figura 4. 3 (a) Detalle de la electrónica de control (b) Detalle del movimiento en eje horizontal (c) Detalle del movimiento en eje vertical
Fuente: http://www.lainesinasolar.com/seguidor.htm

- Mecanismos mecánicos.- El seguimiento es por medio de un motor y un sistema de engranajes.

- Mecanismos con dispositivos de ajuste automático.- Realizado por medio de sensores, los cuales actúan haciendo mover motores para tener una radiación perpendicular hacia el panel.

- Dispositivos sin motor.- Realizan su trabajo mediante dilatación, contrapesos o evaporación de determinados gases.

4.4 Cálculo matemático del seguimiento solar

Debe considerarse que este cálculo puede ser realizado de acuerdo a criterios de cada fabricante, se puede utilizar la posibilidad de cálculo trigonométrico, mediante un reloj en tiempo real, la utilización de un GPS el cual contiene un reloj atómico, longitud y latitud del lugar; y se puede complementar estos datos con la programación de un PLC.

En la implementación de un seguidor solar cualquiera que sea, se puede disminuir su costo de montaje por medio de la utilización de control electrónico o micro procesado. Esto es evidente cuando existen un gran número de seguidores.

Por medio de la implementación de ecuaciones matemáticas complicadas se puede lograr obtener un error máximo de 0.0003 grados.

Debido a que nuestra instalación es orientada a un diseño para una instalación en vivienda unifamiliar sin propósito de venta de energía; realizaremos los cálculos matemáticos con expresiones simples, teniendo en consideración que los módulos a ser tratados son planos.

Para este cálculo, se utiliza la inclinación de la superficie **S**, la orientación **g**, y el ángulo de incidencia **A**, teniendo en cuenta que éstos parámetros varían sobre todo en función del tiempo.

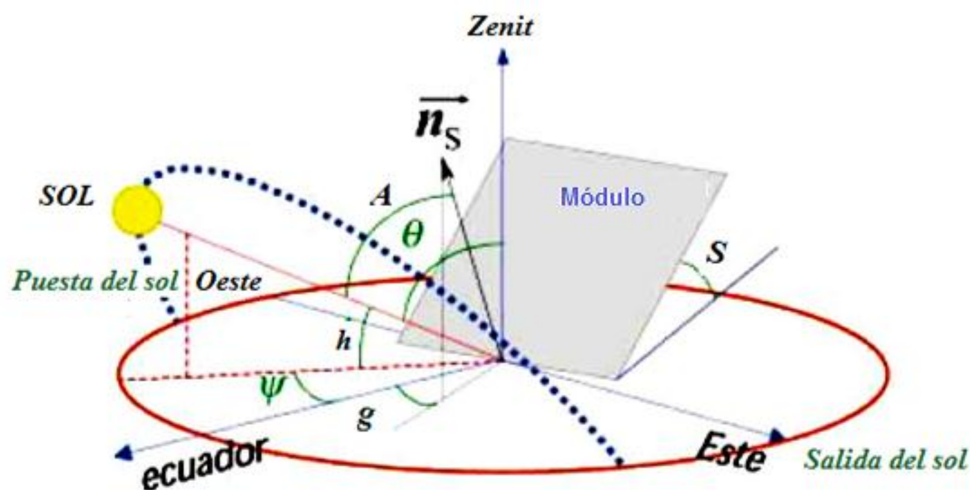


Figura 4. 4 Parámetros considerados para ubicación del panel



4.4.1 Seguimiento en dos ejes

Este tipo de sistema obtiene un ángulo de incidencia idealmente cero, es decir en todo momento los rayos solares inciden de manera perpendicular al módulo fotovoltaico, obteniéndose una inclinación de la superficie igual al ángulo cenital del Sol con una orientación igual a la azimut solar, por lo tanto se obtiene las siguientes expresiones:

$$\cos A = 1 \qquad \text{(Ecuación 4. 1)}$$
$$S = \theta \qquad \text{(Ecuación 4. 2)}$$
$$g = \Psi \qquad \text{(Ecuación 4. 3)}$$

4.4.2 Seguimiento en eje polar (eje norte-sur inclinado a la latitud del lugar)

El nombre de polar se debe a que el eje de rotación del sistema es paralelo al eje de la tierra, en este tipo de seguimiento, la configuración más utilizada, es con el eje inclinado a un ángulo igual a la latitud local., lográndose un aproximadamente un 96% de captación solar.

Para este tipo de seguimiento se tomaran en consideración las siguientes expresiones:

$$\cos A = \cos \delta \qquad \text{(Ecuación 4. 4)}$$

$$\tan S = \frac{\tan \emptyset}{\cos g} \qquad \text{(Ecuación 4. 5)}$$

$$g = \tan^{-1} \frac{(\sin\theta \sin\psi)}{(\cos A \sin \emptyset)} + 180 C_1 C_2 \qquad \text{(Ecuación 4. 6)}$$

$$\cos A = \cos\theta \cos\emptyset + \sin\theta \sin\emptyset \qquad \text{(Ecuación 4. 7)}$$

$$C_1 = \begin{Bmatrix} 0 & si & \left(\tan^{-1} \frac{(\sin\theta \sin\psi)}{(\cos A \sin\emptyset)}\right) + \psi = 0 \\ 1 & si & otro\ caso \end{Bmatrix} \qquad \text{(Ecuación 4. 8)}$$

$$C_2 = \begin{Bmatrix} 1 & si & \psi \geq 0 \\ -1 & si & \psi < 0 \end{Bmatrix} \qquad \text{(Ecuación 4. 9)}$$

4.4.3 Seguimiento en un eje norte-sur horizontal

$$\cos A = \sqrt{\sin^2 \omega \cos^2 \delta + [\cos\emptyset \cos\delta \cos\omega + \sin\delta \sin\emptyset]^2} \qquad \text{(Ecuación 4. 10)}$$



$$S = tan^{-1}\left(\frac{sin\,\psi}{tan\,g}\right)$$ (Ecuación 4. 11)

$$g = \begin{Bmatrix} \frac{\Pi}{2} & si & \psi \geq 0 \\ -\frac{\Pi}{2} & si & \psi < 0 \end{Bmatrix}$$ (Ecuación 4. 12)

$$cos\,A = \sqrt{cos^2\,\theta + cos^2\,\delta\,sin^2\,\omega}$$ (Ecuación 4. 13)

$$tan\,S = tan\,\theta\,|cos(g - \psi)|$$ (Ecuación 4. 14)

4.4.4 Seguimiento en un eje este-oeste

En este tipo de seguimiento el ángulo de acimut de la superficie cambiará entre 0 y 180°, cuando el ángulo acimutal del sol pase por ±90°

$$g = \begin{Bmatrix} 0 & si & \psi < \frac{\Pi}{2} \\ \Pi & si & \psi > \frac{\Pi}{2} \end{Bmatrix}$$ (Ecuación 4. 15)

$$cos\,A = \sqrt{1 - cos^2\,\delta\,sin^2\,\omega} = cos\,\delta\sqrt{cos^2\,\omega + tan\,\delta}$$ (Ecuación 4. 16)

$$tan\,S = \frac{cos\,\delta\,sin\,\phi\,cos\,\omega - sin\,\delta\,cos\,\phi}{cos\,\delta\,cos\,\omega\,cos\,\phi + sin\,\delta\,sin\,\phi} = tan\,\theta\,|cos\,\psi|$$ (Ecuación 4. 17)

4.5 Análisis técnico de los seguidores de sol en el Ecuador

Como ya se ha mencionado en capítulos anteriores, Censol es un programa computacional desarrollado por el Centro de Estudios de Energía Solar (Censolar) con una trayectoria de más de 30 años de experiencia en el área, ofreciendo este software únicamente a sus alumnos en cursos de postgrado y maestrías, por lo cual se le considera a los resultados generados en él de muy alta confianza.

El análisis técnico de los sistemas dinámicos será analizado mediante variaciones de ángulo de captación solar al transcurso de 10 horas considerado desde las 7 a.m. hasta las 17 hrs. y comparada su ganancia con la máxima captación solar de un módulo estático.

Los tipos de sistema, objeto de estudio serán los siguientes:

a) Sin seguimiento.

b) Seguimiento con eje horizontal y con eje inclinado.
c) Seguimiento con eje vertical.
d) Seguimiento con dos ejes.

4.5.1. Disposición de un panel solar fijo

Como regla general, los módulos solares deben ser orientados de manera opuesta al hemisferio de la ubicación geográfica de estudio y con una inclinación de los módulos igual a la Latitud geográfica de la misma zona territorial. Ecuador básicamente está ubicado en un margen que abarca desde la Latitud cero hasta la Latitud de -3 grados.

Es importante indicar un aspecto básico de diseño para territorios ubicados en cercanía a línea ecuatorial, en la cual si se mantiene la inclinación de los paneles igual a su Latitud, ocurren problemas de acumulación de suciedad y por tanto una disminución de su rendimiento. Es por ello necesario adicionar unos 10 grados de inclinación para brindar un sistema de auto limpieza ya que las pérdidas por mala disposición no son significantes.

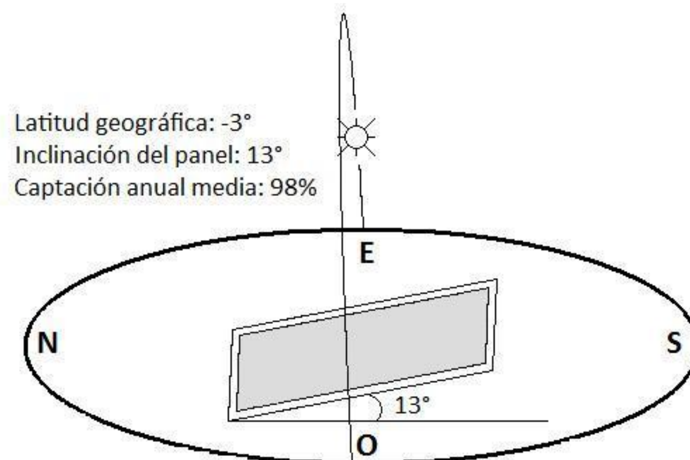


Figura 4. 5 Captación solar de un panel fijo considerando el ángulo de auto limpieza. Fuente: Propia, con resultados de Censol

En la figura 4.5 se indica una pérdida de captación solar igual a un 2% anual debido a la adición de 10 grados para evitar acumulación de basura sobre los módulos.

4.5.2 Seguimiento en un eje horizontal e inclinado

Para aumentar la captación solar de una manera sencilla, podemos utilizar un seguidor que utilice únicamente un eje horizontal dispuesto de Norte a Sur, con el

objetivo que los módulos adquieran un giro de Este-Oeste en el transcurso de 10 horas de sol. La velocidad de rotación debe ser constante e igual a -15 grados/hora.
La ventaja principal de este tipo de seguimiento es que no se ve afectado por el movimiento de translación de la Tierra, y por ende su movimiento es constante e igual a lo largo del año.

La variación de ganancia adquirida mediante este sistema es insignificante en cualquier zona del territorio ecuatoriano, debido a que la máxima diferencia de Latitudes entre un punto y otro es aproximadamente de apenas 3 grados, siendo la tolerancia cercana a los 6° para percibir una disminución del 1% respecto a la máxima ganancia adquirida con un seguimiento en un eje horizontal. Por tanto, la captación solar que proporciona este sistema es constante e igual para cualquier localidad de nuestro país.

Para este tipo de sistemas, no se requiere adicionar un ángulo para su auto limpieza debido a que los módulos pasarán en constante movimiento y no requieren de este punto de diseño.

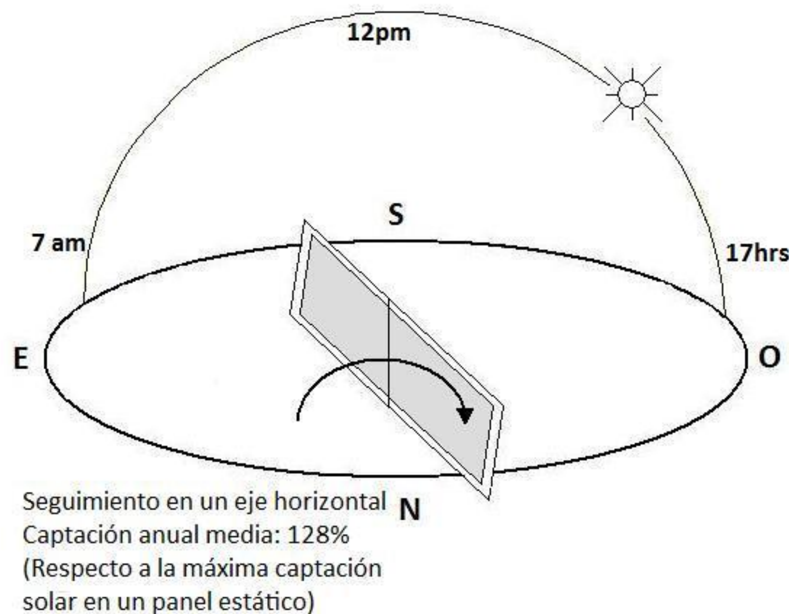


Figura 4. 6 Captación con seguimiento en un eje horizontal
Fuente: Propia, con resultados de Censol

En la figura 4.6 se indica la ganancia adquirida respecto a la máxima captación solar de un panel estático.

A este mismo sistema seguidor lo podemos adaptar a un eje inclinado referido al mismo ángulo de la Latitud geográfica de la zona de diseño. Sin embargo indicamos

que la ganancia referida al sistema sin inclinación es insignificante para la zona ecuatorial y por tanto no influye de manera considerable la ganancia adicional que se obtiene.

En definitiva, si el seguimiento solar es en un eje horizontal y es ajustada a la velocidad y orientación deseada, la máxima ganancia de captación anual media será de un 28% respecto a la máxima captación de un panel fijo en cualquier localidad del Ecuador.

4.5.3 Seguimiento en un eje vertical

Este tipo de seguimiento solar consigue rotar a los módulos de manera circular; con el objetivo de orientarse al sol contrarrestando las variaciones producidas por el movimiento de traslación de la Tierra. La dinámica de este sistema no es constante a lo largo del año y su variación es diaria.

Utilizar este método de por sí solo no representa ninguna mejora; por tanto la verdadera eficiencia de este complejo sistema se la alcanza mediante la combinación con el seguimiento de eje horizontal.

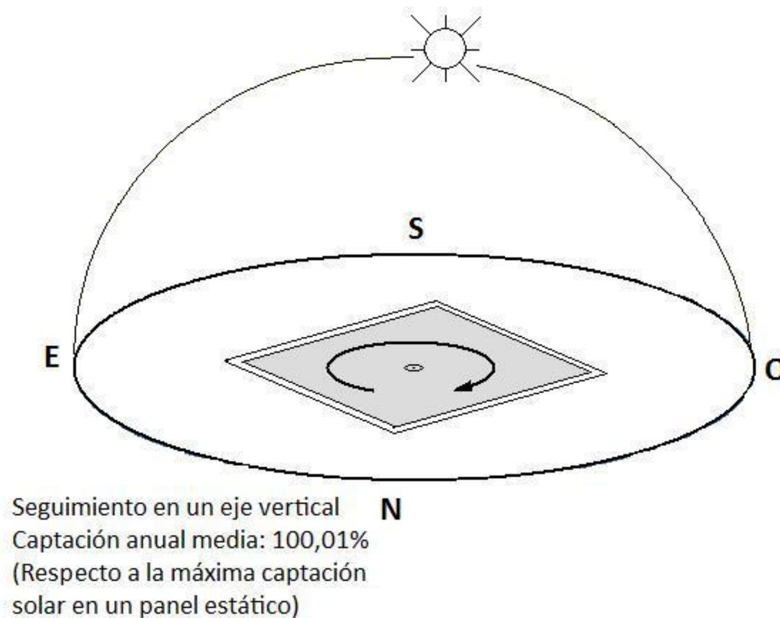


Figura 4. 7 Captación con seguimiento en un eje vertical
Fuente: Propia, con resultados de Censol

4.5.4 Seguimiento en dos ejes

Es el sistema que ofrece la mayor captación solar durante todo el año, debido a que se adapta a la posición de la Tierra respecto al Sol. De igual manera que en el seguimiento de eje horizontal; la ganancia que se obtiene con este método es la misma para cualquier punto geográfico del Ecuador.
La mejora que se logra representa un 33% extra al comparar con la máxima captación solar alcanzada por un panel fijo. Pero su dinámica se vuelve muy compleja debido a la variación producida por el movimiento elíptico de la Tierra.

Es sin duda un valor representativo esta ganancia, sin embargo recordamos que para producir el movimiento doblemente rotativo de los módulos se requiere de otra fuente de energía, que en muchos casos, y según el diseño, podría consumir más energía de la ganancia adquirida con el seguimiento solar.

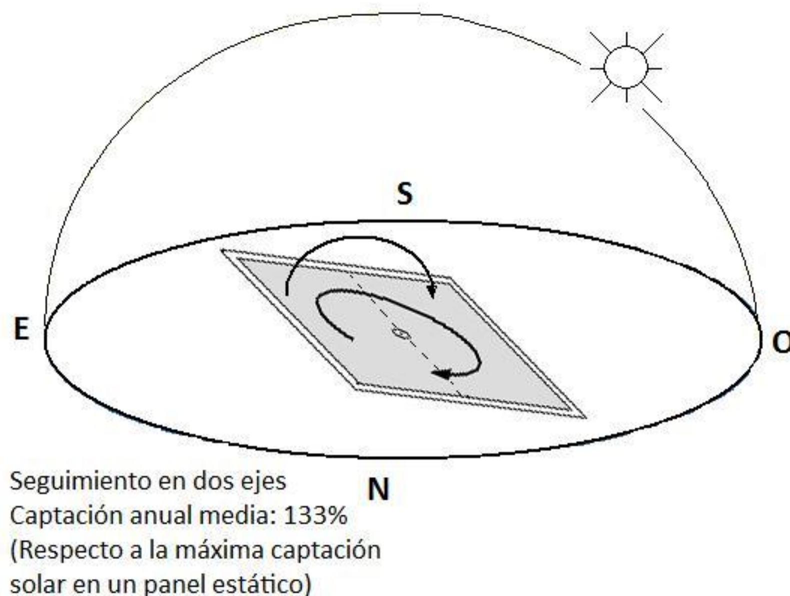
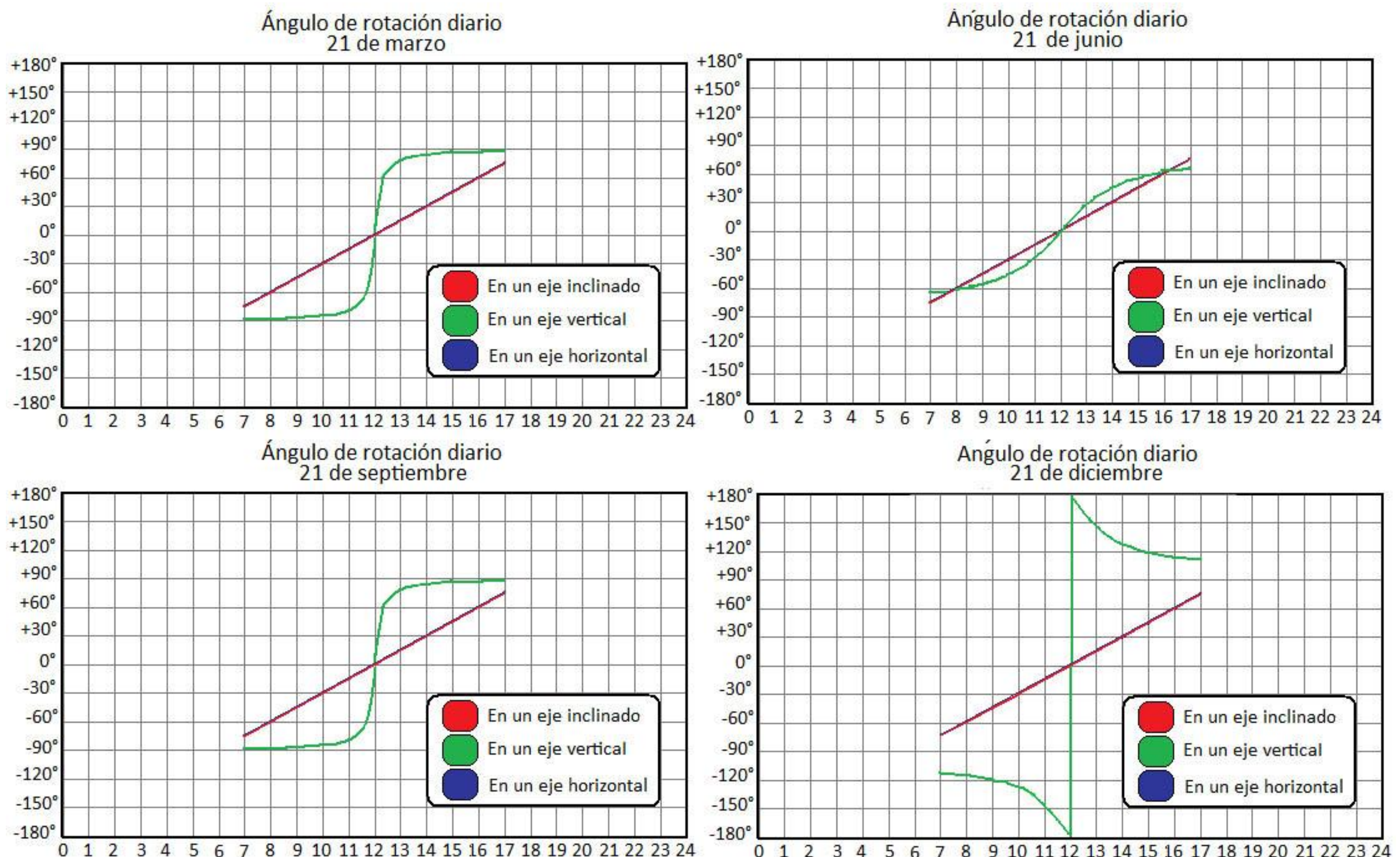


Figura 4. 8 Captación con seguimiento en dos ejes
Fuente: Propia, con resultados de Censol

4.6 Dinámica de los seguidores de sol en el Ecuador

La rotación de los seguidores de sol varían según sea la Latitud geográfica del diseño; siendo muy evidente la diferencia entre la zona ecuatorial y las proximidades a los polos del Hemisferio Norte y Sur. De igual manera, la dinámica del eje vertical no es constante en el transcurso del año, volviendo al sistema muy complejo y de un análisis muy detallado.

En la siguiente figura se mostrarán los ángulos de rotación diario en los 4 solsticios del año, especificado para los tipos de seguimiento en eje inclinado, horizontal y vertical correspondientes a un diseño para el Ecuador.



Gráfica 4. 1 Ángulos de rotación diario para seguidores de sol en el Ecuador
Fuente: Propia, con resultados de Censol

Como se puede apreciar en la figura, en nuestro país la dinámica de los seguidores en eje horizontal e inclinado es constante durante todo el año y su posición es prácticamente la misma, con una insignificante variación entre las puntas Norte-Sur del territorio debido a la diferencia aproximada de 3 grados entre sus diferentes Latitudes.

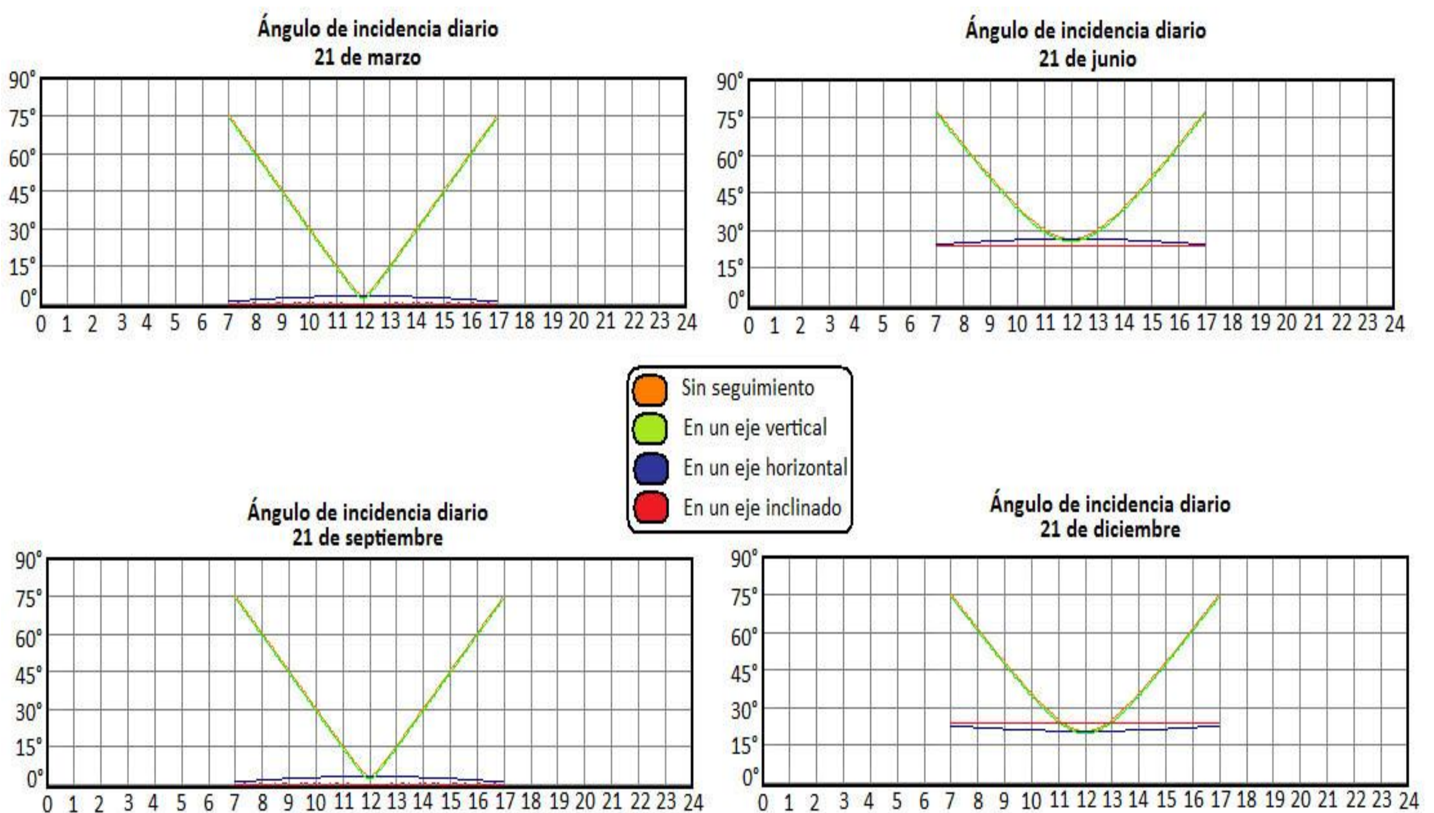
4.7 Incidencia solar sobre paneles con seguimiento en el Ecuador

Es lógico que el ángulo de incidencia entre los módulos y el sol varíe según el transcurso del día. El objetivo primordial de los seguidores es lograr que este ángulo sea completamente perpendicular; durante las 10 horas de luz natural.

Para diseños referidos a necesidades energéticas de hogares, el seguimiento solar se concentra únicamente en módulos fotovoltaicos, ya que en casos de la energía solar térmica se utiliza seguidores de sol en paneles de alta concentración, los cuales son utilizados en otros fines.

En un diseño de seguimiento solar influye demasiado las características de la localidad respecto a sus alrededores, como por ejemplo, presencia de montañas, edificios cercanos, bosques, etc.

En las siguientes gráficas se muestra la incidencia solar en los módulos durante los 4 solsticios del año, considerando un intervalo de tiempo diario desde las 7 a.m. hasta las 17 horas.



Gráfica 4. 2 Ángulos de incidencia diario para seguidores de sol en el Ecuador
Fuente: Propia, con resultados de Censol

Es importante analizar que en algunas épocas del año, a pesar de localizarse el Ecuador en el centro del planeta, debido a la inclinación y posición de la Tierra al utilizar un sistema de seguimiento en eje horizontal nunca se consigue la perpendicularidad constante en la captación solar, alcanzando una máxima inclinación muy cercana a los 30 grados. En la gráfica anterior se observa este acontecimiento en los solsticios de junio y diciembre.



Éste es el motivo principal por el cual al utilizar un sistema de seguimiento en doble eje logramos contrarrestar este efecto y lograr una ganancia extra de un 5% de captación respecto al seguimiento en eje horizontal o inclinado; y de un 33% respecto a un sistema de módulos fijos.

4.8 Pre diseño de un seguidor de Sol casero

4.8.1 Justificación

Como se podido analizar, en el Ecuador se puede aumentar la eficiencia de captación solar hasta un 33% mediante un buen sistema de seguimiento a doble eje. El problema radica en la cantidad de energía necesaria para poder conseguir la dinámica de los módulos solares, sabiendo de antemano que un mal diseño podría producir un consumo igual o mayor al que se espera producir.

En un sistema solar específico para viviendas unifamiliares, donde su objetivo no es el de vender energía; no hace falta la implementación de un gran sistema de control que requiera de mantenimiento constante o especializado, y por otro lado es absurda la idea de grupos motorizados mediante combustibles fósiles al recordar uno de los objetivos principales del uso de las energías renovables; sin olvidar la contaminación ambiental y sonora que producen estas máquinas.

Por ello, se propone un pre diseño para la construcción casera de un seguidor de sol en un eje, con el propósito de alcanzar un máximo de ganancia del 28% respecto a la máxima captación de un sistema solar estático.

4.8.2 Pre diseño de un seguidor solar mediante el uso de un hidromotor [23]

La implementación de un sistema de seguimiento solar que requiera de necesidades mínimas de energía eléctrica resulta altamente beneficiosa en diseños directamente relacionados con la energía primaria proveniente del Sol. El hidro seguimiento es una solución científico-técnica equivalente a los modelos convencionales, con la característica de presentar un resultado más económico.

[23] Propiedad intelectual del Dr. Manuel García Renté/O'keto Peters, Granada 2007

El sistema que se propone a continuación pertenece al conjunto de mecanismos de seguimiento en un eje inclinado accionado con la energía potencial del agua entre dos tanques con diferente altura uno del otro.

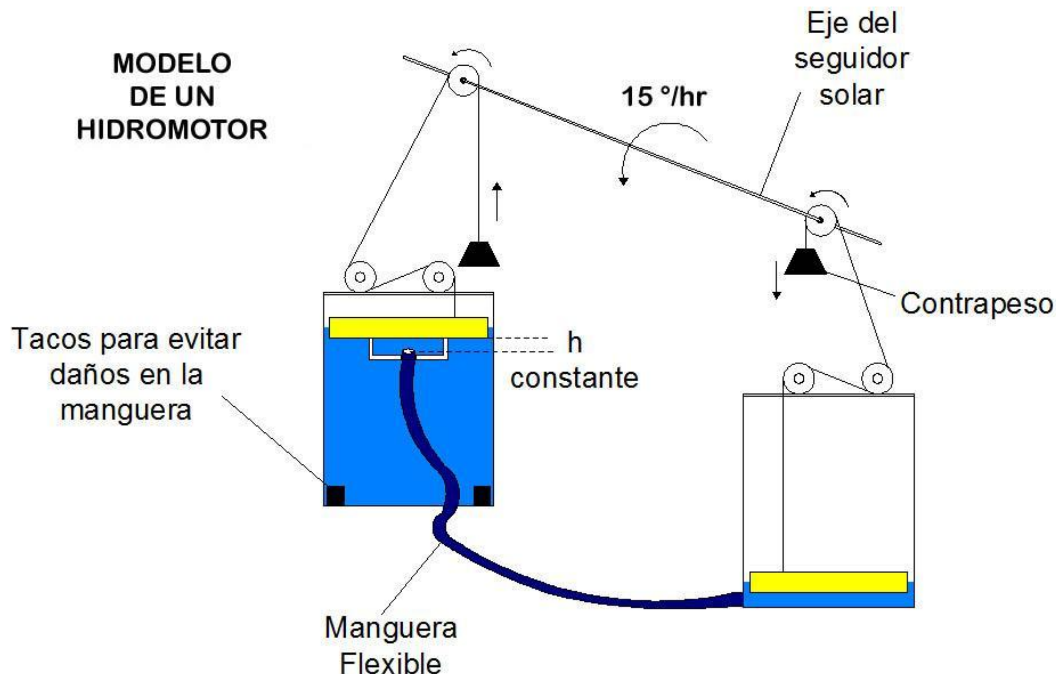


Figura 4. 9 Esquema de un sistema de hidroseguimiento solar en un eje inclinado

Descripción de funcionamiento

- La estructura básica de un hidromotor consta de 2 tanques de almacenamiento de agua situados a desnivel uno del otro. En condiciones iniciales de operación el tanque 1 comienza su trabajo con el nivel de agua al máximo, mientras que el tanque 2 se encuentra totalmente vacío.

- Únicamente por efecto de la gravedad, el agua almacenada en el tanque 1 se transfiere por medio de una manguera flexible al tanque 2.

- Ambos tanques contienen un flotador conectado al eje del seguidor de sol, los cuales recorren una distancia exactamente igual y en sentido opuesto uno del otro, relacionados directamente con el volumen de agua desplazada entre los dos reservorios.

- La dinámica de los flotadores se transfiere mediante poleas a los dos extremos del eje de seguimiento asegurando una rotación constante igual a V=W*r, en donde W=15°/hr.

Descripción técnica de los componentes de sistema

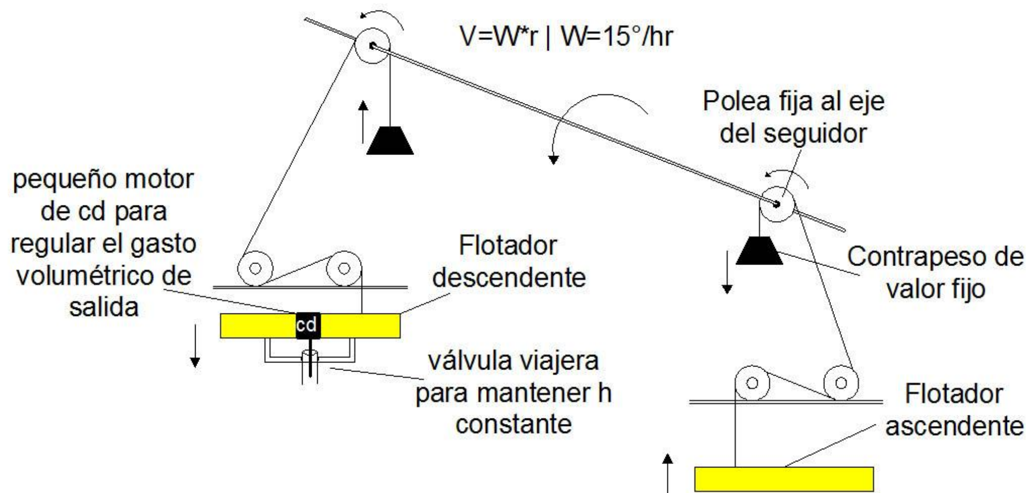


Figura 4. 10 Descripción técnica del funcionamiento de un hidromotor

- Las dimensiones de los tanques deben ser calculas adecuadamente para garantizar que el volumen de agua a desplazar sea el adecuado para el seguimiento del sol durante 10 horas del día.

- La velocidad de descarga de agua por un orificio de un recipiente está directamente relacionado con el nivel de agua almacena, y conforme vaya disminuyendo, la velocidad de salida se reduce constantemente. Es por ello la necesidad de acoplar una válvula viajera acoplada al flotador para mantener siempre una altura constante entre el orificio de la manguera y el nivel del agua en la superficie.

- También se acopla al flotador descendente un pequeño motor de cd ajustado a un tornillo sinfín con el objetivo de acercar o alejar la manguera y modificar el gasto volumétrico del agua.

- Existen 2 poleas fijas en los dos extremos del eje seguidor, y su movimiento se debe a la transferencia de energía cinética entre los flotadores y los contrapesos acoplados.

Ubicación y disposición de los tanques

Como ya se ha mencionado, el ángulo más óptimo para la disposición de los módulos solares en el Ecuador, es igual a la Latitud geográfica del lugar considerada en el diseño. El análisis de hidroseguimiento se realiza para la ciudad de Cuenca, ubicada en una Latitud aproximada de 3 grados al sur.

En el capítulo 2 se realizó un diseño solar fotovoltaico para una vivienda unifamiliar con necesidades básicas, y como resultado nos generó la necesidad de utilizar 3 módulos solares de 185 Wp.

En el **ANEXO 3** se observa los catálogos de los paneles utilizados y en ellos se verifica las dimensiones de los mismos. La longitud de cada panel es de 1,338 metros y por tanto la dimensión total del sistema será de 4,014 metros.

La altura respecto al primer tanque es la siguiente:

$$h = 4{,}014m * Sen(3°) = 0{,}21\ m \qquad \text{(Ecuación 4. 18)}$$

La separación entre el punto medio de ambos tanques se determina de la siguiente manera:

$$X = 4{,}014m * Cos(3°) = 4\ m \qquad \text{(Ecuación 4. 19)}$$

La polea fija acoplada al eje del seguidor se la debe considerar con dimensiones existentes en el mercado. En este modelo de cálculo se la define con un radio efectivo de 0,15 m, espesor de 0,02 m y un ancho y profundidad de canal de 0,05 m. Por tanto, de ella se deriva la distancia que debe recorrer verticalmente los flotadores durante el ciclo de trabajo, y será igual a la longitud de la semicircunferencia.

$$L = \pi * 0{,}15m = 0{,}47m \qquad \text{(Ecuación 4. 20)}$$

Se utilizarán además 4 poleas de 0,005 m de diámetro, 0,02 m de ancho, un eje de 0,01 m de diámetro y canal de 0,05 m.

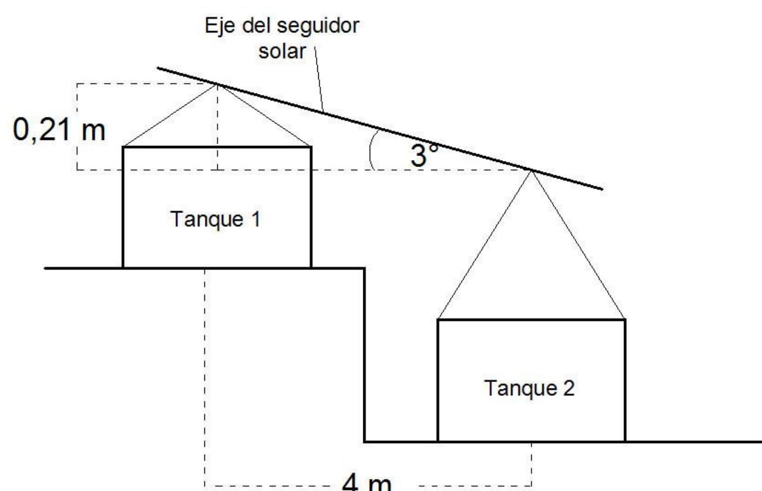


Figura 4. 11 Disposición y ubicación de tanques del hidroseguidor

Análisis de los tanques y flotadores

Se consideran tanques de forma cilíndrica con un diámetro de 1 metro. Por tanto el volumen será de:

$$V_{tanque} = \pi * r^2 * h \qquad \text{(Ecuación 4. 21)}$$

$$V_{tanque} = \pi * (0{,}5\ m)^2 * 0{,}47\ m = 0{,}37\ m^3$$

El gasto volumétrico de salida, debido considerando el caudal real (Q) lo calculamos mediante la siguiente expresión:

$$Q = \frac{V_{tanque}}{tiempo} \qquad \text{(Ecuación 4. 22)}$$

$$Q = \frac{0{,}37\ m^3}{10\ hrs} = 0{,}037\ {m^3}/{hr} = 0{,}62\ {lts}/{min}$$

Es necesario colocar unos tacos en la base del tanque con el objeto que la manguera flexible no resulte aplastada y con riesgo de rotura, de igual manera se debe dejar a consideración los puntos para el ingreso de la tubería para llenado y vaciado del tanque.

Es importante que el flotador no se pegue en las paredes del tanque. Por lo tanto se deberá dejar por lo menos 1 cm de espacio libre entre él y las paredes que lo rodean. De la siguiente manera:

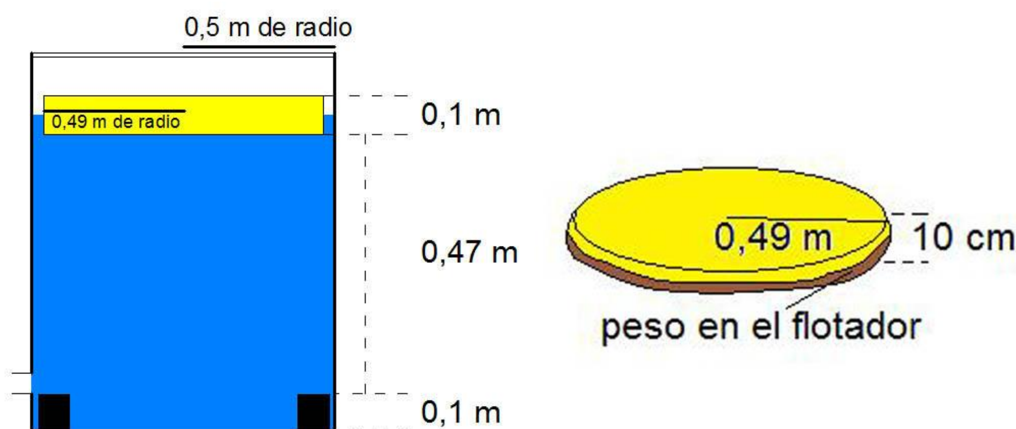


Figura 4. 12 Modelo del tanque y flotador del hidromotor



Los flotadores se ven afectados por un diagrama vectorial de fuerzas sometidas por su propio peso, por el viento y por la resultante de los contrapesos conectados a ellos.

- **En un análisis sin contrapesos:**

Sólo se analiza el peso del flotador con algún tipo de carga o peso en él. Supongamos que se deja libre en la superficie apenas 2 mm (no sumergidos):

$$\textit{Volumen de Agua desplazada} = \textit{Volumen del cuerpo sumergido} \quad \text{(Ecuación 4. 23)}$$

$$altura\ del\ cuerpo\ sumergido = 0{,}1\ m - 0{,}002\ m = 0{,}098m$$

Por tanto:

$$V\ de\ agua\ desplazada = \pi * (0{,}49\ m)^2 * 0{,}098\ m = 0{,}074\ m^3$$

El cuerpo se sumerge hasta que el empuje (E) del líquido iguala el peso que tiene el cuerpo en el vacío.

$$P_{cuerpo} = m_{cuerpo} * g = V_{cuerpo} * \delta_{cuerpo} * g \quad \text{(Ecuación 4. 24)}$$

$$E = \textit{Peso del líquido desalojado} \quad \text{(Ecuación 4. 25)}$$

$$\textit{Peso del líquido desalojado} = m_{líquido} * g \quad \text{(Ecuación 4. 26)}$$

Sabemos que:

$$m_{líquido} = V_{líquido} * \delta_{líquido} \quad \text{(Ecuación 4. 27)}$$

Un volumen que desplaza a otro, siempre pasa a ocupar el espacio que deja libre:

$$\textit{Vol.del líquido desalojado} = \textit{Vol. del cuerpo sumergido} \quad \text{(Ecuación 4. 28)}$$

$$E = V_{líquido} * \delta_{líquido} * g \quad \text{(Ecuación 4. 29)}$$

Por tanto resulta que:

$$E = V_{cuerpo} * \delta_{líquido} * g \quad \text{(Ecuación 4. 30)}$$

Ya que el flotador se encuentra en equilibrio, tenemos que:

$$\boldsymbol{Empuje = Peso} \quad \text{(Ecuación 4. 31)}$$

$$\boldsymbol{Peso = V_{cuerpo} * \delta_{líquido} * g} \quad \text{(Ecuación 4. 32)}$$

El peso del flotador lo calculamos con la ecuación 4.32, sabiendo que la densidad del agua es de $\delta_{agua} = 1000\ {}^{Kg}/_{m^3}$.

$$P_{flotador} = 0{,}074\ m^3 * 1000\frac{Kg}{m^3} * 9{,}8\ \frac{m}{s^2} = 725{,}2\ N$$

$$m_{flotador} = 74\ Kg$$

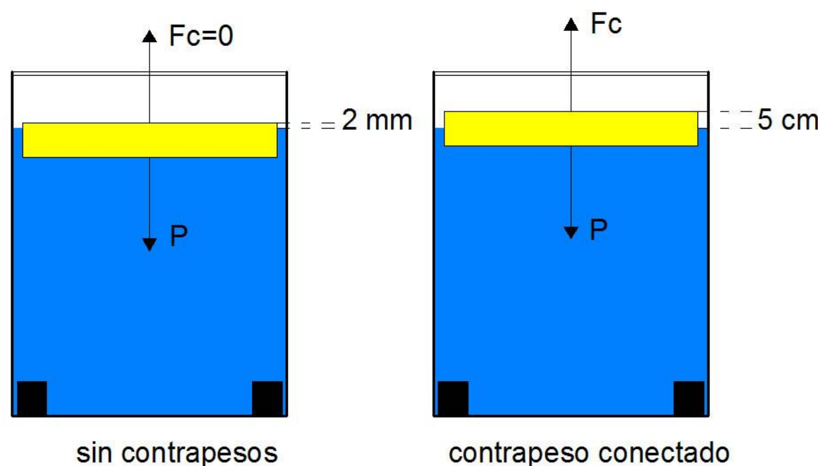


Figura 4. 13 Tensiones ejercidas en los flotadores considerando la F del viento nula
Fuente: Propia

- **En un análisis con contrapesos:**

Cuando el contrapeso es conectado al flotador, y si se considera la fuerza del viento nula, se espera que el flotador se hunda hasta la mitad del peso del flotador con carga. Por tanto:

$$\boldsymbol{m_{contrapeso} = \frac{m_{flotador}}{2}} \quad \text{(Ecuación 4. 33)}$$

$$m_{contrapeso} = \frac{74\,Kg}{2} = 37\ Kg$$

Para variar el gasto volumétrico de salida, se utiliza un pequeño motor de corriente continua, en el cual su eje se sujeta a un tornillo sinfín para acercar o alejar la manguera y modificar la velocidad de desfogue del agua. Esta manguera debe ser lo más flexible posible para evitar que se rompa.

Las ecuaciones físicas que describen el comportamiento de salida de agua son las siguientes:

$$Q = Cd * S * \sqrt{2 * g * h} \qquad \text{(Ecuación 4. 34)}$$

En donde:

Cd: Coeficiente de descarga del orificio. En agujero circular = 0,61.
S: Área del orificio.
g: Gravedad.
h: Altura del punto medio del orificio a la superficie libre del líquido.

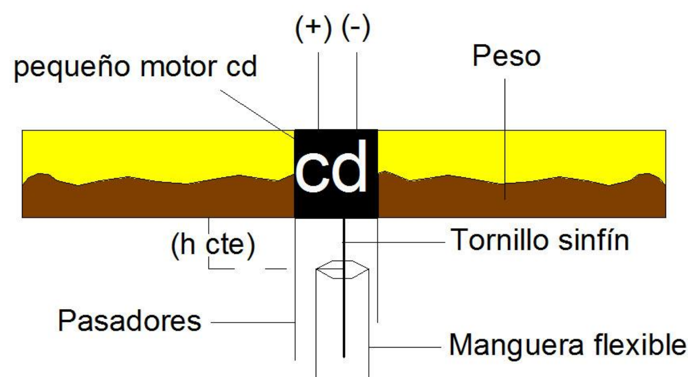


Figura 4. 14 Regulación del gasto volumétrico mediante un pequeño motor de cd
Fuente: Propia

Con una pequeña variación de la ecuación 4.34 se obtiene el diámetro de la manguera a utilizar al ubicar la altura del nivel y el orificio de salida igual a 2,5mm:

$$r^2 = \frac{Q}{Cd * \pi * \sqrt{2 * g * h}} \qquad \text{(Ecuación 4. 35)}$$

$$r = \sqrt{\frac{0{,}62 \ ^{dm^3}/_{min}}{0{,}61 * \pi * \sqrt{2 * 352800 \ ^{dm}/_{min^2} * 0{,}025 \ dm}}} = 0{,}049355 \ dm$$

$$\boldsymbol{r = 0{,}49355 \ cm}$$

Por tanto, el diámetro interno de la manguera flexible será de 0,99 cm; que para valores exactos se lo aproxima a 1 cm.



Regímenes de corriente en fluidos

Es importante analizar el comportamiento del fluido durante el trabajo del hidroseguidor. Para ello se analizan los regímenes de corriente laminar y turbulento.

En el caso que entre dos partículas en movimiento exista una diferencia de velocidad (gradiente cinético) se generan fuerzas de fricción que actúan tangencialmente a éstas. Esta fuerza de fricción tiende a introducir rotación en las partículas, oponiéndose a esta acción la viscosidad del fluido.

En el momento que el gradiente cinético es bajo, la inercia es mayor a la fuerza de fricción resultando una muy leve rotación de las partículas durante su desplazamiento. Por tanto en estos casos las partículas mantienen trayectorias definidas e iguales. La analogía a este comportamiento es que las partículas se desplazan en forma de capas o láminas, y por tanto este flujo recibe el nombre de "laminar".

En el caso que el gradiente cinético aumenta, la fuerza de fricción también se incrementa y las partículas adquieren una energía de rotación apreciable. En este caso la viscosidad del fluido pierde su efecto y las partículas cambian su trayectoria produciéndose choques entre ellas y modificando su rumbo de forma brusca. Este flujo recibe el nombre de "turbulento".

Número de Reynolds

Es un número adimensional utilizado para caracterizar el movimiento de un fluido. Su nomenclatura típica se la conoce como "Re" y es una combinación de características fundamentales de un fluido como su densidad, velocidad, flujo y viscosidad. Desde un punto de vista práctico, este valor se ve directamente relacionado con el régimen de corriente del fluido y lo puede caracterizar como laminar o turbulento.

La ecuación que engloba este método es la siguiente:

$$Re = \frac{\delta * V_s * D}{\mu} \qquad \text{(Ecuación 4. 36)}$$

Equivalente a:

$$Re = \frac{V_s * D}{V} \qquad \text{(Ecuación 4. 37)}$$

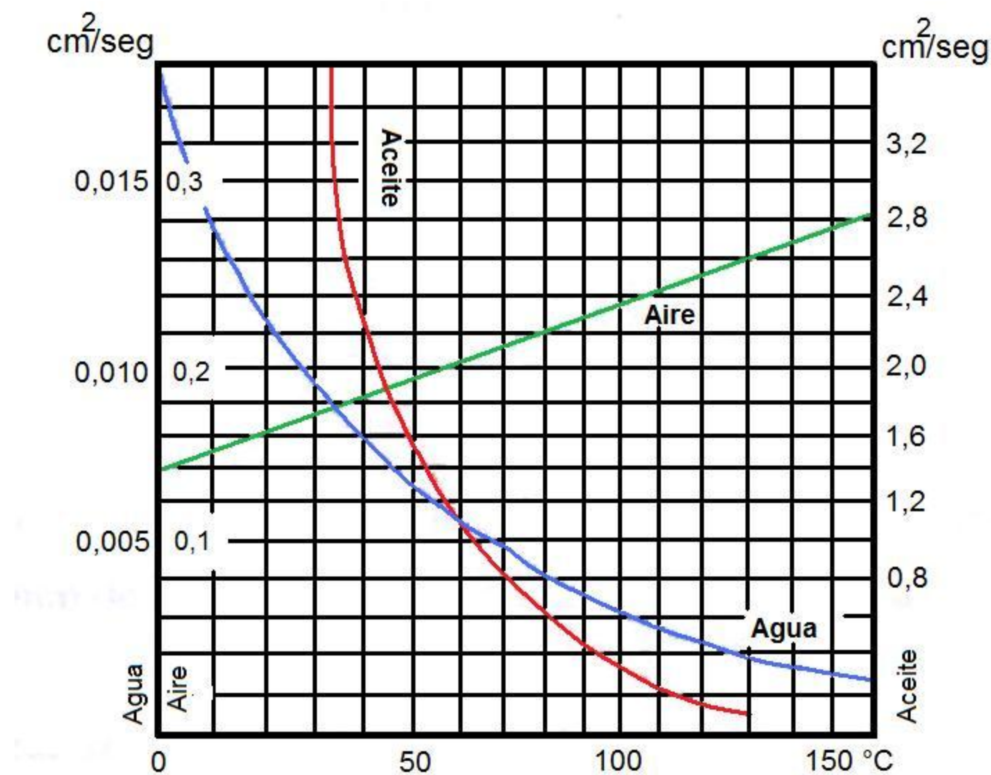
En donde:

Re: Es el número de Reynolds.
V_s: Es la velocidad característica del fluido.
D: Diámetro de la tubería por la cual circula el fluido.
μ: Viscosidad dinámica del fluido.
V: Viscosidad cinemática del fluido.

La forma de caracterizar e interpretar el régimen de corriente del fluido es mediante la siguiente relación:

- Si $Re \leq 2000$ el flujo es laminar.
- Si $2000 \leq Re \leq 4000$ el flujo se encuentra en régimen de transición.
- Si $Re \geq 4000$ El flujo se lo considera turbulento.

Por lo tanto para nuestro cálculo acudimos a una gráfica que nos indica la viscosidad cinemática del agua (V) a diferente temperatura. A 20 °C. $V = 0,011$.



Gráfica 4. 3 Viscosidad cinemática de fluidos a diferente temperatura
Fuente: O'keto Peters, Granada 2007



La velocidad característica del fluido V_s es calculada de la siguiente manera:

$$\boldsymbol{V_s} = \frac{Q}{\acute{A}rea\ del\ orificio} \qquad \text{(Ecuación 4. 38)}$$

$Q = 0{,}62\ {}^{lts}/_{min} = 10{,}33\ {}^{cm^3}/_{seg}$

Por tanto:

$$\boldsymbol{V_s} = \frac{10{,}33\ {}^{cm^3}/_{seg}}{\pi * (1\ cm)^2} = 3{,}29\ {}^{cm}/_{seg}$$

El número de Reynolds es el siguiente:

$$Re = \frac{3{,}29\ {}^{cm}/_{seg} * 1\ cm}{0{,}011\ {}^{cm^2}/_{seg}} = 299{,}1$$

En definitiva, el régimen de trabajo del flujo del hidroseguidor es laminar.

Resistencia de nivel de líquidos en los recipientes

La resistencia al flujo de líquido se define como la diferencia de nivel entre los dos tanques, necesaria para producir una variación unitaria en el caudal.[24]

$$\boldsymbol{R} = \frac{Variaci\acute{o}n\ de\ diferencia\ de\ nivel}{Variaci\acute{o}n\ del\ caudal} \qquad \text{(Ecuación 4. 39)}$$

La ley que rige al flujo laminar es análoga a la ley de Coulomb, la cual determina que la corriente es directamente proporcional a la diferencia de potencia. Para el flujo laminar la resistencia es constante y análoga a la resistencia eléctrica. La determinamos con la siguiente expresión:

$$\boldsymbol{R} = \frac{dH}{dQ} = \frac{H}{Q} \qquad \text{(Ecuación 4. 40)}$$

Sistema de reinicio del sistema

La idea de acoplar una bomba eléctrica para la recirculación de agua al tanque 1 es una opción muy eficiente y de bajo consumo energético, ya que el tiempo máximo

[24] O'keto Peters, Granada 2007

requerido para completar su trabajo es de 14 horas y no se requiere de elevados valores de potencia eléctrica.

Sin embargo, el objetivo del análisis de este sistema es su funcionamiento con un gasto eléctrico limitado únicamente para su sistema de control. Por otra parte, también se considera el acto innecesario de un desperdicio diario de agua al sugerir que el segundo tanque elimine su almacenamiento sin un adecuado sistema de reutilización de servicios.

La idea que se propone para dar un eficiente manejo del agua ya trabajada es la siguiente:

- Al finalizar el día de trabajo, el tanque 2 debe eliminar el agua que tiene acumulada mientras que el tanque 1 será nuevamente envasado con un volumen nuevo.

- Esta cantidad de líquido que será vaciado puede incluir un diseño de canalización para su utilización en baños, o directamente a un sistema reservorio de agua tipo cisterna.

- La idea más eficiente y viable desde el punto de vista de reutilización es el paso de este volumen a un tanque de almacenamiento para cebado de un panel termo solar para calentamiento de agua.

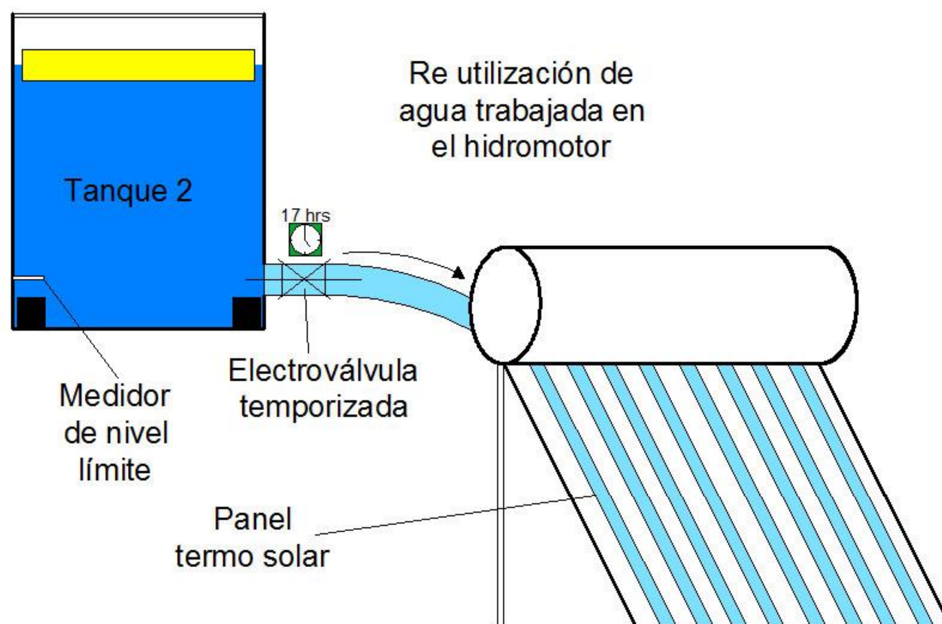


Figura 4. 15 Utilización del volumen de agua trabajada en hidroseguidor



CAPITULO 5

ANALISIS ECONOMICO DE LOS SISTEMAS SOLARES.

5.1 Metodología de análisis

Quizá el aspecto más importante para determinar la factibilidad de un proyecto, es la viabilidad económica del mismo.

Si una inversión de capital no resulta rentera, o es poco atractiva por el número de años necesarios para conseguir su amortización, podremos concluir que el estudio no dará resultados favorables hablando únicamente en términos financieros.

Sin embargo, recalcamos este último enunciado, indicando que los proyectos no buscan necesariamente una retribución de capital, pudiendo ser estos de carácter ambiental o social para el caso concreto de las energías renovables no convencionales.

Para otorgar una valoración de calidad rentera de los proyectos de energía solar, se procederá con la siguiente metodología:

Inversión de capital

Para iniciar un proyecto se necesita de una inversión de capital que abarca los siguientes aspectos:

- Costos del sistema.- Valor del precio final por la adquisición de todos los equipos que forman parte del sistema.

- Costos de intereses.- Valor final de pago según la variación anual del porcentaje de intereses que se pague por retribución a un préstamo económico, en caso que la inversión inicial haya sido conseguida mediante este método.

- Costos por mantenimiento y repuestos.- Engloba el costo final estimado por todos los servicios de mantenimiento y repuestos que se deba dar al sistema durante su tiempo de vida útil.

Equipos del sistema

Una vez que entre en funcionamiento el conjunto de equipos, se empezará a generar un determinado número de productos, que en nuestro caso serán estrictamente cantidades de energía, ya sea eléctrica o calorífica.

Este número de productos que van a generar los equipos son fácilmente estimables según los diseños del sistema y la demanda de los usuarios. Sin embargo debemos

recalcar que es obligatorio considerar una depreciación porcentual en los resultados debido a la degeneración normal de los equipos con el paso del tiempo.

Productos estimados

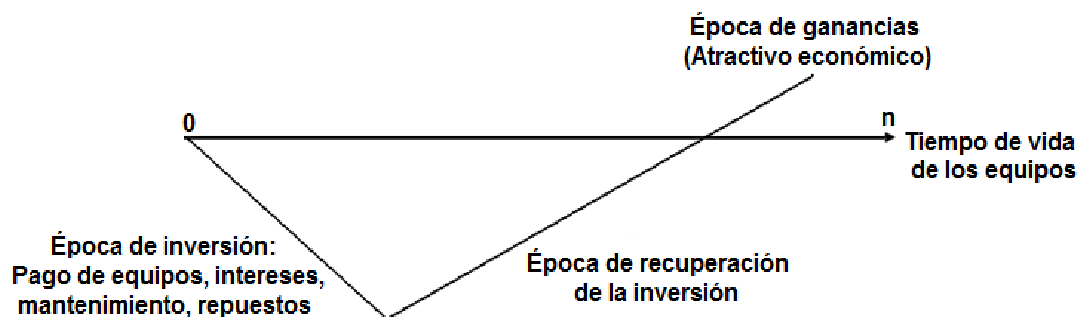
La cantidad de energía obtenida con los sistemas de generación fotovoltaica y termo solar tendrán finalmente un costo por unidad reflejado al terminar la vida útil de los equipos.



Figura 5. 1 Modelo económico de los sistemas de energía solar

Un modelo típico para obtener una idea de la rentabilidad del proyecto es comparar el precio unitario de los productos autogenerados con el precio final adquirible en el mercado de la misma cantidad de energía.

En consecuencia, se indica que durante el tiempo de vida de todo el sistema de energía solar se esperaría pasar por las siguientes etapas que determinarán un atractivo financiero:



Gráfica 5. 1 Etapas económicas de un proyecto que determina la viabilidad del mismo

Siguiendo la metodología expuesta en la gráfica 5.1 se observa que un proyecto es mayormente atractivo conforme las ganancias inicien lo más temprano posible. Siendo consecuentemente de nula rentabilidad si la época de ganancia inicia su gráfica luego de haber sobrepasado el tiempo de vida útil de los equipos.



5.2 Costos de la energía en el mercado ecuatoriano

Con el fin de comparar los costos de energía autogenerados con un valor referencial; se analizaráel mercado ecuatoriano indicando los valores reales y subsidiados de los costes de energía eléctrica y del gas licuado de petróleo GLP vigentes a la fecha.

5.2.1 Tarifa Eléctrica

La tarifa eléctrica que se ha estado manejando hasta ahora es de aproximadamente 8 centavos de dólar en la tarifa residencial subsidiada (8,31 ctvs)[25], mientras que la tarifa real es de 15 centavos de dólar, y el valor de la denominada "Tarifa de la Dignidad" se encuentra en 4 centavos de dólar, por kWh consumido.

En la actualidad en el Ecuador las tarifas se definen según el nivel de consumo, siendo una estrategia para reducir la demanda innecesaria de energía eléctrica, definiéndose los costos de la siguiente manera[26]:

- El subsidio se mantiene, de acuerdo a la resolución del CONELEC, en tarifa de la Dignidad, en 4 centavos de dólar por KWh, manteniéndose para consumos menores a 110 KWh/mes en la Sierra y 130 KWh/mes en la Costa.

- El rango tarifario para usuarios menores a 500 KWh/mes y 700 KWh/mes, se considera que, para los usuarios que consuman desde el límite de la Tarifa de la Dignidad hasta los 500 KWh cancelarán desde 6.8 centavos a 9.5 centavos de dólar por KWh.

  Si un usuario de Guayaquil consume 300 KWh al mes, los primeros 50 KWh tienen un costo de 6.8 centavos, en el rango de consumo de 51 al 100 KW/h costará 7.1 centavos. Y si el consumo se mantiene entre 101 a 150 KW/h costará 7.3 centavos y así sucesivamente.

- Consumos mayores a 500kWh/mes pagarán hasta 67 centavos.

  Si una persona demanda 2.500 KWh al mes, los primeros 500 KWh mantendrán el subsidio según la escala tarifaria ya mencionada, desde el consumo que se encuentre entre 501 a 750 KWh el costo será de 11,85 centavos de dólar. Y si la demanda abarca el rango de 751 a 1000 KWh su costo será de 16,05 centavos.

[25] Estudio de costos - CONELEC – Enero 2010.
[26] Diario el Telégrafo. Sábado 18 de junio del 2011, con datos del CONELEC



Continuando la misma secuencia de incremento conforme se incremente el consumo.

5.2.2 Tarifa del GLP

Los costes del gas licuado de petróleo se resumen en la siguiente tabla:

Gas Licuado de Petróleo	Precio $/Kg
GLP Doméstico	0,10667
GLP Vehicular	0,188384
GLP Agroindustrial	0,188384
GLP Industrial	**1,1012064**

Tabla 5. 1 Coste del Gas Licuado de Petróleo por kilogramo
Fuente: Petroecuador

Por tanto, un envasado de GLP comercial de 15 Kg se establece en un valor subsidiado para el sector doméstico de $ 1,60. Indicando que el coste real del mismo es el que se establece para el sector industrial con un valor equivalente para una bombona de 15 Kg de $ 16,52.
El valor real que se establece de 1,1012064 $/Kg se ve modificado periódicamente según la variación del precio actual del barril de petróleo.

5.3 Análisis económico de los sistemas fotovoltaicos en Ecuador

Para analizar el consumo energético, y valorar los costos que representan la instalación de un sistema que soporte la demanda establecida, se hará referencia a la tabla 2.4, y a su respectivo análisis técnico para diversas localidades del país.

Finalmente se evaluará el costo representativo de cada KWh autogenerado y se comparará con el costo real y subsidiado del mercado eléctrico.

Se sabe que la vida de trabajo de los componentes del sistema no es igual para todos los equipos, y que con el paso del tiempo existe un porcentaje de depreciación en ellos. Sin embargo, para tener una idea del atractivo económico de estos sistemas, se los considerará hipotéticamente como ideales.



El análisis económico también incluirá el costo a pagar por intereses en caso que el capital inicial sea obtenido mediante un préstamo bancario con un tiempo límite para su pago de 2 años.[27]

El objetivo de este análisis será el de encontrar el tiempo mínimo requerido para recuperar totalmente la inversión inicial.

5.3.1 Análisis de amortización de los equipos en la ciudad de Cuenca

Haciendo referencia a la tabla 2,4 y su respectivo análisis técnico surgen los siguientes datos:

Demanda CC (Wh)	474
Demanda CA (Wh)	1090,1
Número de paneles necesarios	3
Número de baterías necesarias	8
Regulador	1
Inversor	1
Costo del Sistema (Precios en Ecuador)	$ 4705

Tabla 5. 2 Datos de partida para el análisis económico en la ciudad de Cuenca

Demanda total KWh en 1 año	570,90
Ahorro anual ($) con precio KWh subsidiado	47,44
Ahorro anual ($) con precio KWh sin subsidio	85,63
Tiempo de pago del préstamo bancario	2 años
Tiempo de amortización en años (KWh subsidiado)	**107,62**
Tiempo de amortización en años (KWh sin subsidio)	**59,62**

Tabla 5. 3 Tiempo de amortización del sistema para la ciudad de Cuenca, con préstamo bancario de 2 años y considerando al sistema como ideal

Tiempo de amortización en años (KWh subsidiado)	**99,17**
Tiempo de amortización en años (KWh sin subsidio)	**54,94**

Tabla 5. 4 Tiempo de amortización del sistema para la ciudad de Cuenca, sin préstamo bancario y considerando al sistema como ideal

[27] Porcentaje de interés del 8,17% anual. Banco Central del Ecuador

Ahora bien, se considerará el caso para una demanda únicamente de iluminación en la vivienda. Por tanto el sistema se modifica de la siguiente manera:

Demanda CC (Wh)	474
Demanda CA (Wh)	0
Número de paneles necesarios	1
Número de baterías necesarias	2
Regulador	1
Inversor	0
Costo del Sistema ($) (Precios en Ecuador)	1615

Tabla 5. 5 Datos de partida para el análisis económico en la ciudad de Cuenca considerando únicamente demanda de iluminación en la vivienda

Demanda total KWh en 1 año	173,01
Ahorro anual ($) con precio KWh subsidiado	14,38
Ahorro anual ($) con precio KWh sin subsidio	25,95
Tiempo de pago del préstamo bancario	2 años
Tiempo de amortización en años (KWh subsidiado)	**121,89**
Tiempo de amortización en años (KWh sin subsidio)	**67,53**

Tabla 5. 6 Tiempo de amortización del sistema para la ciudad de Cuenca, con préstamo bancario de 2 años y considerando al sistema como ideal

Tiempo de amortización en años (KWh subsidiado)	**112,33**
Tiempo de amortización en años (KWh sin subsidio)	**62,23**

Tabla 5. 7 Tiempo de amortización del sistema para la ciudad de Cuenca, sin préstamo bancario y considerando al sistema como ideal

Como último análisis, se duplicará la demanda energética indicada en la tabla 2,4 y por tanto el sistema se análisis de modifica de la siguiente manera:

Demanda CC (Wh)	948
Demanda CA (Wh)	2180,2
Número de paneles necesarios	6
Número de baterías necesarias	16
Regulador	1
Inversor	1
Costo del Sistema ($) (Precios en Ecuador)	8960

Tabla 5. 8 Datos de partida para el análisis económico en la ciudad de Cuenca considerando una demanda duplicada a los valores de la tabla 2,4



Demanda total KWh en 1 año	1141,79
Ahorro anual ($) con precio KWh subsidiado	94,88
Ahorro anual ($) con precio KWh sin subsidio	171,27
Tiempo de pago del préstamo bancario	2 años
Tiempo de amortización en años (KWh subsidiado)	**102,47**
Tiempo de amortización en años (KWh sin subsidio)	**56,77**

Tabla 5. 9 Tiempo de amortización del sistema para la ciudad de Cuenca, con préstamo bancario de 2 años y considerando al sistema como ideal

Tiempo de amortización en años (KWh subsidiado)	**94,43**
Tiempo de amortización en años (KWh sin subsidio)	**52,32**

Tabla 5. 10 Tiempo de amortización del sistema para la ciudad de Cuenca, sin préstamo bancario y considerando al sistema como ideal

5.4 Análisis económico de los sistemas termo solares en Ecuador

Como datos de partida, es necesario conocer el aporte energético solar en el sistema de A.C.S. de la vivienda unifamiliar, obtenido como resultado del diseño técnico del mismo. Para efectuar el análisis comparativo de energía solar con el GLP, es necesario expresar su aporte en una misma unidad.

Equivalencia energética del GLP

Según la guía M-5 de la metodología de conversión de unidades de la OLADE y la COMISIÓN EUROPEA, la equivalencia energética de 1 Kg de GLP es de 12,3144 KWh. Por tanto, un envasado para el sector residencial de 15 Kg determina la siguiente relación:

$$\underline{\mathbf{15\ Kg\ de\ GLP\ =\ 184{,}716\ KWh\ =\ 664{,}9776\ MJ}}$$

Con el objetivo de encontrar el tiempo necesario que se requiere para recuperar el capital invertido en el proyecto, se debe tomar como partida los resultados obtenidos en base al estudio técnico de los mismos.

En primera estancia se hará el supuesto que los gastos de la inversión inicial fueron realizados mediante un préstamo bancario que rige su porcentaje de interés en 8,17%[28], el plazo de tiempo establecido para cubrir este valor se determina en 2 años. Además, un segundo análisis comparativo se lo efectuará al considerar que los costos de inversión son realizados con pago al contado.

[28] Interés activo anual que se debe pagar por el préstamo. Banco Central del Ecuador



Se indica que el costo de un sistema completo, con especificaciones técnicas adecuadas para su rendimiento y con garantía total del fabricante, bordea un valor promedio de $1200 en el mercado ecuatoriano.

5.4.1 Análisis para la ciudad de Cuenca

- **Ciudad de Cuenca**

Demanda anual de energía	9212 MJ
Cobertura solar	7197 MJ
Cobertura auxiliar	2015 MJ
Costos de Inversión	$ 1200
Tasa de interés	8,17%
Tiempo para pagar el préstamo	2 años

Tabla 5. 11 Datos de partida para el análisis económico en la ciudad de Cuenca

Por tanto, el tiempo de amortización para la recuperación de este capital se indica en la siguiente tabla:

Cilindros de gas (15 Kg) ahorrados en un año	10,82 cilindros
Ahorro anual con precio GLP subsidiado	$ 17,32
Ahorro anual con precio GLP sin subsidio	$ 178,79
Tiempo de amortización si el GLP es subsidiado	**75,20 años**
Tiempo de amortización si el GLP no se subsidia	**7,28 años**

Tabla 5. 12 Tiempo de amortización en la ciudad de Cuenca con préstamo bancario de 2 años, sin considerar depreciación de equipos, mantenimiento ni repuestos

Tiempo de amortización si el GLP es subsidiado	**69,3 años**
Tiempo de amortización si el GLP no se subsidia	**6,71 años**

Tabla 5. 13 Tiempo de amortización en la ciudad de Cuenca sin préstamo bancario, y sin considerar depreciación de equipos, mantenimiento ni repuestos

5.4.2 Análisis para la Región Costa

Localidad de máxima radiación solar útil: Manta.
Localidad de mínima radiación solar útil: Salinas-La Puntilla.



- Ciudad de Manta

Demanda anual de energía	6160 MJ
Cobertura solar	5991 MJ
Cobertura auxiliar	169 MJ
Costos de Inversión	$ 1200
Tasa de interés	8,17%
Tiempo para pagar el préstamo	2 años

Tabla 5. 14 Datos de partida para el análisis económico en la ciudad de Manta

Cilindros de gas (15 Kg) ahorrados en un año	9,01 cilindros
Ahorro anual con precio GLP subsidiado	$ 14,42
Ahorro anual con precio GLP sin subsidio	$ 148,83
Tiempo de amortización si el GLP es subsidiado	**90,33 años**
Tiempo de amortización si el GLP no se subsidia	**8,75 años**

Tabla 5. 15 Tiempo de amortización en la ciudad de Manta con préstamo bancario de 2 años, sin considerar depreciación de equipos, mantenimiento ni repuestos

Tiempo de amortización si el GLP es subsidiado	**83,25 años**
Tiempo de amortización si el GLP no se subsidia	**8,06 años**

Tabla 5. 16 Tiempo de amortización en la ciudad de Manta sin préstamo bancario, y sin considerar depreciación de equipos, mantenimiento ni repuestos

- Ciudad de Salinas-La Puntilla

Demanda anual de energía	6459 MJ
Cobertura solar	5594 MJ
Cobertura auxiliar	865 MJ
Costos de Inversión	$ 1200
Tasa de interés	8,17%
Tiempo para pagar el préstamo	2 años

Tabla 5. 17 Datos de partida para el análisis económico en la ciudad de Salinas-La Puntilla

Cilindros de gas (15 Kg) ahorrados en un año	8,41 cilindros
Ahorro anual con precio GLP subsidiado	$ 13,46
Ahorro anual con precio GLP sin subsidio	$ 138,97
Tiempo de amortización si el GLP es subsidiado	**96,74 años**
Tiempo de amortización si el GLP no se subsidia	**9,37 años**

Tabla 5. 18 Tiempo de amortización en la ciudad de Salinas-La Puntilla con préstamo bancario de 2 años, sin considerar depreciación de equipos, mantenimiento ni repuestos



Tiempo de amortización si el GLP es subsidiado	**89,16 años**
Tiempo de amortización si el GLP no se subsidia	**8,63 años**

Tabla 5. 19 Tiempo de amortización en la ciudad de Salinas-La Puntilla sin préstamo bancario, y sin considerar depreciación de equipos, mantenimiento ni repuestos

5.4.3 Análisis para la Región Sierra

Localidad de máxima radiación solar útil: Quito.
Localidad de mínima radiación solar útil: Bucay (Chimborazo).

- **Ciudad de Quito**

Demanda anual de energía	9469 MJ
Cobertura solar	7867 MJ
Cobertura auxiliar	1602 MJ
Costos de Inversión	$ 1200
Tasa de interés	8,17%
Tiempo para pagar el préstamo	2 años

Tabla 5. 20 Datos de partida para el análisis económico en la ciudad de Quito

Cilindros de gas (15 Kg) ahorrados en un año	11,83 cilindros
Ahorro anual con precio GLP subsidiado	$ 18,93
Ahorro anual con precio GLP sin subsidio	$ 195,44
Tiempo de amortización si el GLP es subsidiado	**68,79 años**
Tiempo de amortización si el GLP no se subsidia	**6,66 años**

Tabla 5. 21 Tiempo de amortización en la ciudad de Quito con préstamo bancario de 2 años, sin considerar depreciación de equipos, mantenimiento ni repuestos

Tiempo de amortización si el GLP es subsidiado	**63,40 años**
Tiempo de amortización si el GLP no se subsidia	**6,14 años**

Tabla 5. 22 Tiempo de amortización en la ciudad de Quito sin préstamo bancario, y sin considerar depreciación de equipos, mantenimiento ni repuestos



- Ciudad de Bucay (Chimborazo)

Demanda anual de energía	7562 MJ
Cobertura solar	5392 MJ
Cobertura auxiliar	2170 MJ
Costos de Inversión	$ 1200
Tasa de interés	8,17%
Tiempo para pagar el préstamo	2 años

Tabla 5. 23 Datos de partida para el análisis económico en la ciudad de Bucay

Cilindros de gas (15 Kg) ahorrados en un año	8,11 cilindros
Ahorro anual con precio GLP subsidiado	$ 12,98
Ahorro anual con precio GLP sin subsidio	$ 133,95
Tiempo de amortización si el GLP es subsidiado	**100,37 años**
Tiempo de amortización si el GLP no se subsidia	**9,72 años**

Tabla 5. 24 Tiempo de amortización en la ciudad de Bucay con préstamo bancario de 2 años, sin considerar depreciación de equipos, mantenimiento ni repuestos

Tiempo de amortización si el GLP es subsidiado	**92,50 años**
Tiempo de amortización si el GLP no se subsidia	**8,96 años**

Tabla 5. 25 Tiempo de amortización en la ciudad de Bucay sin préstamo bancario, y sin considerar depreciación de equipos, mantenimiento ni repuestos

5.4.4 Análisis para la Región Oriente

Localidad de máxima radiación solar útil: Nuevo Rocafuerte.
Localidad de mínima radiación solar útil: San Vicente (Napo).

- Ciudad de Nuevo Rocafuerte

Demanda anual de energía	6912 MJ
Cobertura solar	6376 MJ
Cobertura auxiliar	536 MJ
Costos de Inversión	$ 1200
Tasa de interés	8,17%
Tiempo para pagar el préstamo	2 años

Tabla 5. 26 Datos de partida para el análisis económico en la ciudad de Nuevo Rocafuerte



Cilindros de gas (15 Kg) ahorrados en un año	9,59 cilindros
Ahorro anual con precio GLP subsidiado	$ 15,34
Ahorro anual con precio GLP sin subsidio	$ 158,40
Tiempo de amortización si el GLP es subsidiado	**84,88 años**
Tiempo de amortización si el GLP no se subsidia	**8,22 años**

Tabla 5. 27 Tiempo de amortización en la ciudad de Nuevo Rocafuerte con préstamo bancario de 2 años, sin considerar depreciación de equipos, mantenimiento ni repuestos

Tiempo de amortización si el GLP es subsidiado	**78,22 años**
Tiempo de amortización si el GLP no se subsidia	**7,58 años**

Tabla 5. 28 Tiempo de amortización en la ciudad de Nuevo Rocafuerte sin préstamo bancario, y sin considerar depreciación de equipos, mantenimiento ni repuestos

- Ciudad de San Vicente

Demanda anual de energía	6923 MJ
Cobertura solar	6011 MJ
Cobertura auxiliar	912 MJ
Costos de Inversión	$ 1200
Tasa de interés	8,17%
Tiempo para pagar el préstamo	2 años

Tabla 5. 29 Datos de partida para el análisis económico en la ciudad de San Vicente

Cilindros de gas (15 Kg) ahorrados en un año	9,04 cilindros
Ahorro anual con precio GLP subsidiado	$ 14,46
Ahorro anual con precio GLP sin subsidio	$ 149,33
Tiempo de amortización si el GLP es subsidiado	**90,03 años**
Tiempo de amortización si el GLP no se subsidia	**8,72 años**

Tabla 5. 30 Tiempo de amortización en la ciudad de San Vicente con préstamo bancario de 2 años, sin considerar depreciación de equipos, mantenimiento ni repuestos

Tiempo de amortización si el GLP es subsidiado	**82,97 años**
Tiempo de amortización si el GLP no se subsidia	**8,04 años**

Tabla 5. 31 Tiempo de amortización en la ciudad de San Vicente sin préstamo bancario, y sin considerar depreciación de equipos, mantenimiento ni repuestos



5.4.5 Análisis para la Región Insular

Localidad de máxima radiación solar útil: Puerto Baquerizo.
Localidad de mínima radiación solar útil: Santa Cruz.

- **Ciudad de Puerto Baquerizo**

Demanda anual de energía	7068 MJ
Cobertura solar	6941 MJ
Cobertura auxiliar	127 MJ
Costos de Inversión	$ 1200
Tasa de interés	8,17%
Tiempo para pagar el préstamo	2 años

Tabla 5. 32 Datos de partida para el análisis económico en la ciudad de Puerto Baquerizo

Cilindros de gas (15 Kg) ahorrados en un año	10,44 cilindros
Ahorro anual con precio GLP subsidiado	$ 16,70
Ahorro anual con precio GLP sin subsidio	$ 172,43
Tiempo de amortización si el GLP es subsidiado	**77,97 años**
Tiempo de amortización si el GLP no se subsidia	**7,55 años**

Tabla 5. 33 Tiempo de amortización en la ciudad de Puerto Baquerizo con préstamo bancario de 2 años, sin considerar depreciación de equipos, mantenimiento ni repuestos

Tiempo de amortización si el GLP es subsidiado	**71,85 años**
Tiempo de amortización si el GLP no se subsidia	**6,96 años**

Tabla 5. 34 Tiempo de amortización en la ciudad de Puerto Baquerizo sin préstamo bancario, y sin considerar depreciación de equipos, mantenimiento ni repuestos

- **Ciudad de Santa Cruz**

Demanda anual de energía	7197 MJ
Cobertura solar	6371 MJ
Cobertura auxiliar	826 MJ
Costos de Inversión	$ 1200
Tasa de interés	8,17%
Tiempo para pagar el préstamo	2 años

Tabla 5. 35 Datos de partida para el análisis económico en la ciudad de Santa Cruz



Cilindros de gas (15 Kg) ahorrados en un año	9,58 cilindros
Ahorro anual con precio GLP subsidiado	$ 15,33
Ahorro anual con precio GLP sin subsidio	$ 158,27
Tiempo de amortización si el GLP es subsidiado	**84,94 años**
Tiempo de amortización si el GLP no se subsidia	**8,23 años**

Tabla 5. 36 Tiempo de amortización en la ciudad de Santa Cruz con préstamo bancario de 2 años, sin considerar depreciación de equipos, mantenimiento ni repuestos

Tiempo de amortización si el GLP es subsidiado	**78,28 años**
Tiempo de amortización si el GLP no se subsidia	**7,58 años**

Tabla 5. 37 Tiempo de amortización en la ciudad de Santa Cruz sin préstamo bancario, y sin considerar depreciación de equipos, mantenimiento ni repuestos



CAPITULO 6

CONCLUSIONES

Definimos a la energía solar como la razón fundamental para la existencia de vida en nuestro planeta. El Sol es el motor principal y fuente inagotable que hace posible la subsistencia de casi todas las formas de energía que hoy en día utilizamos.

El problema radica en la falta de un desarrollo tecnológico avanzado que sepa aprovechar al máximo la radiación proveniente de nuestra estrella.

Ha pasado ya más de un siglo de búsqueda constante de un método que sea capaz de producir el efecto fotovoltaico, y apenas se ha logrado alcanzar una eficiencia máxima que bordea el 20%. Sin embargo un camino paralelo en la generación solar térmica ha revolucionado el mundo desde finales del siglo pasado, utilizado estos sistemas en casi todos los hogares de los países primermundistas y logrando eficiencias de hasta un 90%.

Tanto a los sistemas fotovoltaicos como térmicos se los puede adicionar equipos de seguimiento solar, pudiendo alcanzar una ganancia teórica de hasta un 28% de captación en un sistema de simple eje si es implementado en nuestro país. La ventaja primordial de estar localizados en el centro del planeta hace posible el fácil diseño de sistemas caseros para elevar de manera sencilla la productividad de los sistemas de energía solar con un mínimo costo de inversión. Caso concreto de los hidromotores.

Desde el desarrollo y aprobación del protocolo de Kyoto, y la preocupación mundial por el agotamiento de petróleo, las naciones industrializadas han invertido varios millones de dólares en incentivos para promover las energías del tipo renovable. El hecho ha causado una divulgación exitosa alrededor del mundo, creando una conciencia más ecológica y fomentando el uso de sistemas solares y eólicos. Ésta es la razón principal por la cual en los últimos años se ha visto una penetración masiva y ascendente en el mercado de las energías no convencionales.



El Ecuador es un país favorecido en ubicación geográfica, presentando niveles de radiación solar muy envidiables por diversas localidades del planeta, siendo poseedor de diversas zonas climáticas que podrían hacer muy atractiva la iniciación de plantas fotovoltaicas o térmicas en su territorio. Además, se posee particularmente a las Islas Galápagos, parque nacional protegido por el mundo entero en donde técnica y ambientalmente resulta muy factible el desarrollo de estas alternativas en crecimiento.

Según la matriz energética del Ecuador, se espera que para el año 2020 la energía solar térmica haya alcanzado una penetración en la ciudadanía del 28,8%, con el fin de ir desplazando poco a poco la dependencia absoluta del Gas Licuado de Petróleo GLP. Sin embargo, como se ha podido observar en el análisis económico del mismo, los costes de equipos aún se encuentran en valores extremadamente elevados y con absoluta nulidad en el atractivo económico de mantenerse el precio de una bombona de 15 Kg en $1,60, pudiéndose recuperar la inversión inicial efectuada en tiempos casi triplicados al promedio de la vida útil de los equipos.

Los valores subsidiados por el gobierno ecuatoriano concluyen con ofrecer al sector residencial costos energéticos extremadamente baratos si se los compara con distintas naciones, en el cual un cilindro doméstico fácilmente supera los $16.

Es por ello que en varias localidades Europeas la energía solar térmica es altamente difundida y completamente rentable, viviendo ya una etapa de ganancia financiera a partir de los primeros 10 años de funcionamiento. Por otro lado los gobiernos de estas naciones han introducido decretos que los ciudadanos deben cumplir, brindando a su vez oportunidades y ventajas al implementar sistemas fotovoltaicos o solar térmicos; ejemplo de ello es España, que introduce “Criterios de Ahorro Energético” como el Documento básico “DB HE Ahorro de energía”, y está aprobada por ley la introducción obligatoria de plantas auto generadoras en construcciones nuevas, redactadas en el llamado “Código Técnico de la Edificación” o el nuevo “Reglamento de Instalaciones Térmicas en Edificaciones” RITE.

Ya fue demostrado que tecnológicamente la implementación de sistemas termo solares si es factible en el Ecuador, consiguiendo un aporte energético solar que supera como mínimo el 70% del total de energía demandada para cualquiera de las zonas anteriormente analizadas.



Ahora bien, se concluye finalmente que la energía termo solar resulta ampliamente factible si el precio final del GLP para el sector residencial pierde totalmente el subsidio, es decir si se lo comercializara al precio establecido para consumo industrial (actualmente valorado en 1,101264 $/Kg), generando de esta manera un tiempo de amortización total menor a los 10 años; tiempo muy atractivo al considerar que la vida útil de estos equipos podría alcanzar tranquilamente los 20-25 años, produciendo una larga época de ganancias.

Otro factor que influye en el alto costo de los equipos tanto fotovoltaicos como térmicos, es la falta de compañías dedicadas a su fabricación dentro o cerca de nuestro territorio, con el fin de minimizar rotundamente los costes de transporte e impuestos por salida de continente. Vale la pena indicar que en el mercado ecuatoriano si existen equipos de costos muy baratos, pero sin ningún tipo de homologación, razón por la cual a estos equipos es imposible realizarles un estudio técnico.

El estudio realizado conlleva a la conclusión que para obtener la aceptación total de los sistemas solares térmicos, y alcanzar el objetivo planteado en la matriz energética, el Estado debería desviar el subsidio correspondiente al GLP hacia estos sistemas alternativos, aprovechando la gratuidad inagotable energética del Sol.

Las ventajas de adoptar un sistema termo solar es múltiple, ya que a más de resultar económicamente factible, se reducen considerablemente las emisiones de gases de efecto invernadero; reduciendo emisiones de 3,015 Kg de CO_2 por cada Kg de GLP consumido, según datos publicados en marzo de 2011 por la oficina catalana de estudio del cambio climático y la comisión interdepartamental del cambio climático de Cataluña.

Por tanto una vivienda unifamiliar ubicada en la ciudad de Quito, y que utilice el sistema de A.C.S. mediante paneles termo solares, se evitaría la emisión anual de 535 Kg de CO_2. Si este resultado se multiplica por el número de viviendas de esa ciudad, el resultado sería realmente impresionante.

De igual manera, según las directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de efecto invernadero en el Ecuador, establece con un límite inferior de



confianza del 95% que el factor de emisión por cada TJ de una central de energía eléctrica a base de diesel, emite 75500 Kg de CO_2. Si la central funciona con gas natural emite 54300 Kg de CO_2. Análogamente, si es a base de nafta, residuos o fuel oil se libera 69300, 72200 o 75500 Kg de CO_2 respectivamente.

Entonces, si una vivienda unifamiliar consume mensualmente 130 KWh y es autogenerada con paneles fotovoltaicos, evita la emisión de 997 Kg de CO_2 si la energía hubiese procedido de una central de energía eléctrica a base fuel oil.

Sin embargo, si se analiza minuciosamente el proceso total en la fabricación de los módulos fotovoltaicos, probablemente la energía utilizada desde la extracción del silicio, hasta formar la célula solar, ésta sea mayor a la energía total que pueda autogenerar el panel durante sus años de vida útil, es decir, podría llegar a emitirse más CO2 en su fabricación, que lo que se esperaría mitigar con el mismo.

Se concluye finalmente que la implementación de energía fotovoltaica no es factible económicamente en el país, dado que para recuperar la inversión inicial se supera el tiempo de vida útil de los equipos.

Por tanto la ventaja más clara en la implementación de sistemas fotovoltaicos para viviendas unifamiliares, es únicamente en sectores donde su ubicación sea complicada o inaccesible para la red pública y/o transporte.



CAPITULO 7

BIBLIOGRAFIA

[1] BUN-CA. SOLAR FOTOVOLTAICA (2002). 1ª edición. Manual sobre energía renovable. Fortalecimiento sobre energía renovable. Fortalecimiento de la Capacidad en Energía renovable para América Central, San José, Costa Rica.

[2] Centro español de información del cobre.

[3] Dr. Felix A. Peuser - Karl-Heinz Remmers - Martin Schnauss, Sistemas Solares Térmicos. Diseño e Instalación. SOLARPRAXIS, CENSOLAR.

[4] Eduardo Maristany (1995), Curso de energía solar. Tercera edición. Barcelona España.

[5] Energía Solar Fotovoltaica. Manual del Proyectista. Junta de Castilla y León.

[6] ENERGÍA SOLAR TÉRMICA. Catálogo Técnico. SALVADOR ESCODA S.

[7] Energía Solar Térmica. Manual del Proyectista. Junta de Castilla y León.

[8] HABERL Jeff S. Ph.D. (2004), CHO P.E. Soolyeon, “LITERATURE REVIEW OF UNCERTAINTY OF ANALYSIS METHODS (F-Chart Program)”.

[9] http://www.3tier.com/en/support/resource-maps/

[10] http://www.conelec.gob.ec/contenido.php?cd=1792

[11] http://www.consumer.es/web/es/medio_ambiente/energia_y_ciencia/2008/02/24/174810.php

[12] http://www.gstriatum.com/energiasolar/blog/2009/07/02/seguidores-solares-de-uno-y-dos-ejes/

[13] http://www.lainesinasolar.com/seguidor.htm

[14] http://www.sitiosolar.com/paneles%20fotovoltaicas.htm



[15] Humberto Rodriguez Murcia - Suresh Hurry, PNUD: OLADE: JUNAC, MANUAL DE ENTRENAMIENTO EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS PARA ELECTRIFICACIÓN RURAL

[16] ING.MSC.DOUGLAS AGUIRRE H. (2009), “ENERGIA SOLAR TERMICA”. ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL ESPOL, Ecuador.

[17] Ionervy Gedler Rivero (2007), METODOLOGIA PARA EVALUAR LA FACTIBILIDAD DE UNA PLANTA BDE GENERACION HIBRIDA CON ENERGIAS RENOVABLES. INFORME FINAL DE PASANTIA. Sartenejas

[18] Jaume Riboti Martín (2001), Curso de Energía Solar. Barcelona.

[19] José Juan de Felipe Blanch - Joan Antoni López Martínez (1999), Sistemas solares térmicos de baja temperatura. Primera edición. Edicions de la Universitat Politècnica de Catalunya (UPC), ESPAÑA.

[20] José Mª Fernández Salgado (2008), Compendio de Energía Solar. (Adaptado al Código Técnico de la Edificación y al nuevo RITE). AMV EDICIONES, MUNDI-PRENSA. Madrid.

[21] Matriz Energética del Ecuador. Proyección 2009-2020].

[22] Nestor Sanz B, “La Radiación solar”

[23] OLADE (1995). Organización Latinoamericana de Energía.

[24] Pedro Sánchez, Asesor Solar, DOSIER DE INSTALACIONES SOLARES FOTOVOLTAICAS Y TÉRMICAS. GRUPO ENERPAL.

[25] Rodolfo Dufo López - José Luis Bernal Agustín (2001), CURSO INTERACTIVO DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA. Manual de usuario. TOMO 1. C.T.E. CENTRO DE TECNOLOGIA EDUCATIVA. Universidad de Zaragoza, España

[26] Sergio Morató Moreno (2006), DISEÑO DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 100KW, Cataluña, España.

[27] SODEAN S.A. (junio 1999).



[28] Barragán Antonio, “Proyecto de Investigación Bio-Casas”. Universidad de Cuenca.

[29] O’keto Peters (2007), Pre-Diseño de un Estación Fotovoltaica con Hidroseguidor en Régimen Autónomo. Granada.



ANEXOS



ANEXO 1

Radiación Solar en distintas ciudades del Ecuador (KWh/m^2)

Fuente: Instituto de Ingeniería Solar, Universidad de Massachusetts

Ciudad	LAT		LONG		msnm	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DEC	PROMEDIO
Ambato	1,28	S	78,63	W	2540	4,64	4,56	4,56	4,42	4,39	3,97	4,28	4,5	4,5	4,97	5	4,81	4,55
Babahoyo (I. Maria)	1,82	S	79,55	W	7	3,67	3,97	4,36	4,31	3,81	3,25	3,39	3,69	3,78	3,72	3,69	3,72	3,78
Bahia de Caraquez	0,60	S	80,38	W	3	3,83	4,14	4,67	4,53	4,14	3,31	3,64	3,94	3,89	3,92	4,06	4,17	4,02
Baños	1,40	S	78,42	W	843	4,25	4,28	3,94	4,11	4,08	3,61	3,89	4,11	4,19	4,75	4,69	4,5	4,2
Boyaca	0,57	S	80,18	W	30	3,33	3,36	4,36	3,83	3,67	3,31	3,56	3,94	3,81	4,11	3,94	3,83	3,75
Bucay	2,17	S	79,27	W	317	3,22	3,39	3,75	3,5	3,31	2,86	3,28	3,5	3,28	3,42	3,39	3,42	3,36
Camposano	1,58	S	80,40	W	120	3,56	3,86	4,36	4,31	4,19	3,53	4,28	4,11	4,28	4,64	4,39	3,89	4,12
Cañar	2,62	S	78,93	W	3104	4,47	4,28	4,36	4,28	4,56	4,31	4,92	4,89	4,58	4,78	4,83	4,75	4,58
Cariamanga	4,32	S	79,57	W	1950	4,28	4,22	4,36	4,33	4,64	4,81	5,08	5,39	4,67	5,75	5,33	4,64	4,79
Charles Darwin	0,73	S	90,30	W	6	4,69	5,03	5,39	5,5	4,53	4,19	3,64	3,53	3,69	4,14	4,36	4,17	4,41
Coca	0,45	S	76,98	W	200	3,83	4,53	3,53	4,14	4,14	3,39	3,83	3,83	3,78	4,33	4,25	4,56	4,01
Cotopaxi	0,62	S	78,57	W	3560	4,31	4,25	3,94	3,64	3,75	3,86	4,14	4,64	4	4,44	4,56	4,17	4,14
Cuenca-Ricaurte	2,85	S	78,95	W	2562	4,58	4,58	4,56	4,28	4,25	3,92	4,22	4,39	4,39	4,78	5,06	4,97	4,5
El Puyo	1,58	S	77,90	W	950	3,56	3,56	3,64	3,53	3,69	3,44	3,69	4	4	4,33	4,28	3,89	3,8
Flavio Alfaro	0,40	S	79,60	W	150	3,17	3,56	4,06	3,53	3,64	3,31	2,94	3,03	3,28	3,81	3,83	3,75	3,49
Guayaquil	2,20	S	79,88	W	6	4	4,17	4,67	4,58	4,56	3,86	4,17	4,5	4,67	4,56	4,31	4,44	4,37
Guayaquil-Aeropuerto	2,20	S	79,88	W		3,43	4,41	3,4	4,35	4,32	3,59	4,36	3,63	5,69	4,16	3,72	4,61	4,14
Hacienda Sangay	1,70	S	77,90	W	970	3,47	3,47	3,75	3,61	3,69	3,44	3,61	4	4	4,25	4,08	3,81	3,77
Hda. San Vicente	0,57	S	80,43	W		3,91	4,23	4,17	4,81	4,05	3,63	2,99	3,18	3,02	3,36	3,17	3,71	3,68
Ibarra	0,35	N	78,13	W	2228	4,44	4,42	4,36	4,36	4,58	4,36	4,89	4,97	4,61	4,72	4,5	4,5	4,56

Inguincho	0,25	N	78,40	W	3380	4,72	4,92	4,56	4,25	4,47	4,61	4,97	5,08	5	5,03	4,92	4,81	4,78
Isabel Maria	1,80	S	79,53	W		3,52	3,83	4,28	4,33	3,62	3,11	3,08	3,41	3,55	3,19	3,24	3,36	3,54
Izobamba	0,37	S	78,55	W	3058	4,23	4,11	4,06	3,75	4,11	4,05	4,21	4,45	4,47	4,16	4,17	4,21	4,16354
Jama	0,20	S	80,27	W	5	3,61	3,64	4,36	3,83	3,75	2,94	4,72	3,44	3,5	4,03	3,94	3,86	3,8
Julcuy	1,47	S	80,62	W	230	3,56	3,78	4,25	4,11	4,08	3,44	4,28	4,92	4,5	4,33	4,39	4,11	4,15
La Clementina	1,67	S	79,35	W	20	3,78	3,78	4,06	4,11	3,61	3,06	3,31	3,39	3,5	3,53	3,58	3,81	3,63
La Concordia	0,10	N	79,42	W	300	3,5	3,83	4,14	4,06	3,94	3,33	3,69	3,56	3,39	3,47	3,39	3,33	3,64
La Naranja	1,37	S	80,47	W	528	3,28	3,47	3,83	3,83	3,69	3,17	3,5	3,81	3,78	3,92	3,67	3,5	3,62
La Naranja-Jipijapa	1,37	S	80,47	W		2,89	3,17	3,48	3,69	3,39	3,03	3,17	3,62	3,67	3,44	3,17	2,98	3,31
Latacunga	0,92	S	78,62	W	2785	4,53	4,25	4,36	4,03	4,31	4,11	4,53	4,61	4,5	4,64	4,58	4,58	4,42
Loja	4,00	S	79,20	W	2135	4,06	4,22	4,17	4,06	4,28	3,86	4,25	4,33	4,36	4,69	4,89	4,61	4,31
Macara	4,38	S	79,28	W	430	4,22	4,11	4,25	4,06	4,31	4	5,06	5,19	5,06	5,22	5,08	4,61	4,6
Macas	2,30	S	78,10	W	1070	4,17	4,17	4,06	3,92	4,28	3,5	3,78	3,69	4,17	4,36	4,72	4,22	4,09
Machala	3,27	S	79,95	W	6	4,42	4,81	5	4,56	4,78	4	3,72	4,17	3,78	3,86	3,83	4,69	4,3
Malchingui	0,07	N	78,33	W	2900	4,67	4,61	4,78	4,75	4,78	4,44	5,19	5,08	4,78	4,92	4,81	4,78	4,8
Manta	0,95	S	80,70	W	6	4,33	4,44	4,78	4,81	4,5	4	4,31	4,33	4,39	4,03	4,28	4,47	4,39
Milagro	2,15	S	79,60	W	13	3,69	3,97	4,36	4,39	3,89	3,22	3,47	3,69	3,78	3,83	3,81	3,94	3,84
Mutile	0,08	N	79,65	W	25	3,31	3,92	4,03	4,56	4,28	3,53	4,19	3,97	3,69	4,08	3,31	3,5	3,86
Napo-San Vicente	0,57	S	80,43	W	5	4,11	4,72	4,47	4,72	4,25	3,47	3,56	3,64	3,39	3,81	3,75	4,17	4
Nuevo Rocafuerte	0,92	S	75,40	W	265	4,72	4,56	4,06	3,92	4,03	3,72	4,22	4,33	4,69	4,64	4,58	4,47	4,33
Olmedo	0,13	N	89,62	W	6	5,06	4,89	4,67	4,56	4,89	4,94	5,42	5,39	5	5	5	4,47	4,94
Olmedo Manabi	1,38	S	80,22	W	60	3,36	3,97	3,64	3,53	3,61	3,17	3,69	4,42	3,89	3,83	3,56	4,31	3,75
Pasaje	3,32	S	79,93	W	6	3,64	3,81	4,25	4,08	3,72	3,19	3,44	3,36	3,28	3,33	3,42	3,56	3,59
Pedernales	0,07	S	80,07	W	10	3,69	3,83	4,89	4,08	3,75	3,5	3,47	3,44	3,61	3,92	3,83	3,44	3,79
Pichilingue	1,10	S	79,48	W	93	3,56	3,86	4,36	4,11	3,83	3,19	3,44	3,61	3,58	3,72	3,56	3,67	3,71

Pisayambo	1,07	S	78,42	W	3615	3,64	3,86	3,94	3,92	3,92	3,56	3,83	3,92	4	4,33	4,36	4,17	3,95
Portoviejo	1,07	S	80,33	W	44	3,64	3,86	4,47	4,42	4,22	3,47	4,5	4,22	4,39	4,33	4,17	4,17	4,16
Puerto Baquerizo	0,90	S	89,78	W	10	4,96	5,68	6,44	6,21	5,97	5,25	4,91	4,88	4,68	4,81	4,88	4,86	5,31
Puerto Bolivar	3,35	S	80,00	W	6	4,42	4,81	5	4,56	4,78	4	3,72	4,17	3,78	3,86	3,83	4,69	4,3
Puerto Ila	0,38	S	79,55	W	260	3,44	3,64	4,06	3,83	3,56	3,11	3,36	3,44	3,39	3,5	3,44	3,36	3,51
Puerto Lopez	1,57	S	80,80	W	6	4,25	4,56	5	4,69	4,28	3,08	3,22	3,42	3,08	3,31	3,67	3,89	3,87
Quininde	0,33	S	79,47	W	95	3,5	3,72	4,14	3,86	3,47	3,42	3,47	3,64	3,39	3,81	4,03	3,53	3,66
Quito-Naquito	0,13	S	78,48	W	2812	4,94	4,64	4,78	4,53	4,83	4,69	5,53	5,47	4,89	5,25	5,14	5,14	4,99
Riobamba	1,67	S	78,63	W	2754	4,44	4,56	4,36	4,22	4,39	4,06	4,47	4,61	4,5	4,75	4,61	4,72	4,47
Rumipamba	1,02	S	78,58	W	2628	4,72	4,56	4,56	4,22	4,61	4,28	4,5	4,72	4,69	4,64	4,89	4,86	4,6
Salinas	2,18	S	80,98	W	6	4,67	5,17	5,19	5,17	4,92	4,03	3,67	3,69	3,39	3,53	4	4,86	4,36
Salinas-La Puntilla	2,20	S	81,02	W		4,14	5,02	4,79	5,41	4,53	3,8	2,79	2,83	3,02	2,81	3,25	4,62	3,92
San Carlos	2,28	S	79,42	W	35	3,5	3,58	4,06	3,92	3,58	3,06	3,28	3,39	3,39	3,53	3,5	3,72	3,54
San Cristobal	0,90	S	89,62	W	6	4,72	5,44	5,92	5,58	5,5	4,92	4,89	4,83	4,58	4,86	4,97	4,86	5,09
San Juan-La Mana	0,95	S	79,32	W	223	3,28	3,47	3,83	3,64	3,33	3	3,22	3,42	3,39	3,5	3,44	3,39	3,41
San Lorenzo	1,28	N	78,85	W	5	3,64	4	4,44	4,28	4	3,56	3,83	3,78	3,81	3,89	3,67	3,47	3,86
San Simon	1,65	S	78,98	W	2600	4,14	4,06	4,36	4,11	4,28	4,17	4,89	5	4,58	4,75	4,58	4,61	4,46
Santa Isabel	3,33	S	79,33	W	1598	3,92	3,92	4,06	3,89	4	4,06	4,58	4,64	4,47	4,78	4,89	4,5	4,31
Santa Rosa	3,43	S	79,97	W		2,77	3,04	3,77	4,03	3,69	2,94	3,13	3,06	2,85	2,79	2,64	3,46	3,18
Santo Domingo	0,23	S	79,27	W	600	3,14	3,5	3,83	3,75	3,5	3,11	3,47	3,5	3,39	3,5	3,33	3,25	3,44
Tabacundo	0,05	N	78,22	W	2876	4,64	4,5	4,56	4,56	4,58	4,17	4,72	4,89	5	4,42	4,19	4,5	4,56
Taura	2,33	S	79,82	W	17	3,5	3,78	4,17	4	3,78	3,22	3,58	3,89	3,69	3,72	3,81	3,42	3,71
Tiputini	0,75	S	75,53	W	220	4,53	4,33	4,17	3,83	3,94	3,64	3,92	4,53	4,58	4,69	4,56	4,47	4,27
Tulcan	0,82	S	77,70	W	2950	4,06	4,11	4,14	3,86	4,17	3,92	4,31	4,39	4,19	4,31	4,19	4	4,14



ANEXO 2

Proveedores de equipos fotovoltaicos en el Ecuador

[1] CONSTELL, Cuenca-Azuay, Av. Florencia Astudillo y Alfonso Cordero. Teléfono: (07)2811957.

[2] ELECTRO-ECUATORIANA, Guayaquil-Guayas, Av. J. Tanca Marengo Km. 1.5; Teléfono: (04)2285744.

[3] JVCA, Cuenca-Azuay, Av. Huayna Cápac 2-22 y Calle Larga. Teléfono: (07)2806251.

[4] NETCELL S.A., Guayaquil-Guayas, Bálsamos 4-10 y Ebanos, Teléfono: (04)2885009.

[5] ALMACEN ROMEZA, Manta-Manabí, Vía a San Mateo Av. 50, Teléfono: (05)2622323.

[6] RENOVAENERGIA, Quito-Pichincha, Juan Ramírez N35-68 y Germán Alemán, Teléfono: (02)2240480.

[7] SISENER, Cuenca-Azuay, El Universo 3-10 y El Mercurio, Teléfono: (07)2868678.

ANEXO 3

DATASHEETS



SA-1500 Series
Pure Sine Wave Inverter
User's Manual









2. Features

- Pure sine wave output (THD < 3%)
- Output frequency：50 / 60Hz switch selectable
- Low power "Power Saving Mode" to conserve energy
- RS - 232C interface / remote controls port
- Built-in voltage and watt meter
- Thermostatically controlled cooling fan
- Advanced microprocessor
- Protection：Input low voltage, Overload, Short circuit, Low battery alarm, Input over voltage, Over temperature

2-1. Application

2-1-1. Power tools – circular saws, drills, grinders, sanders, buffers, weed and hedge trimmers, air compressors.

2-1-2. Office equipment – computers, printers, monitors, facsimile machines, scanner.

2-1-3. Household items – vacuum cleaners, fans, fluorescent and incandescent lights, shavers, sewing machines.

2-1-4. Kitchen appliances – microwave ovens, refrigerators and freezers, coffee makers, blenders, ice markers, toasters.

2-1-5. Industrial equipment – metal halide lamp, high-pressure sodium lamp.

2-1-6. Home entertainment electronics – television, VCRs, video games, stereos, musical instruments, satellite equipment.





2-2. Electrical Performance

Specification	Model No.	
Item	SA-1500-112	SA-1500-124
Continuous Output Power	1500W	
Surge Rating	2000W	
Input Voltage	12V	24V
Output Voltage	100 / 110 / 115 / 120V +/- 5%	
Frequency (Switch Selectable)	50 / 60Hz +/- 0.05%	
Peak Output Current	25A	
Efficiency (full load)	85%	87%
No Load Current Draw	≦1.5W Saving Mode	
Output Waveform	Sine Wave <3% THD	
Output Voltage Regulation	100 / 110 / 115 / 120V RMS -10% / +4%	
Input Voltage Regulation	10-16 VDC	20-32 VDC
Protection	Overload, Short Circuit, Reverse Polarity (Fuse), Over/Under Input Voltage, Over Temperature.	
Power Saving Recovery Time	5 Second	
Interface Control Port	RS-232C With Baud Rate 1200,2400,4800 (Switch Selectable)	
Remote Control Unit	S-R5 Optional	
Safety	UL458	EN60950
EMC	FCC Class B	EN50081-1：1992 EN50082-1：1992 EN55022B：1994 EN61000-4-2：1995 EN61000-4-3：1996 ENV50204：1995 e-MARK e13-020932
Operating Temperature Range	0 - 40℃	
Storage Temperature Range	-30℃ to 70℃	
Dimensions	390 (L) x 275 (W) x 105 (H) mm / 15.4 (L) x 10.8 (W) x 4.1 (H) Inch	
Cooling	Thermostatically controlled cooling fan (55℃ ON , 45℃ OFF)	
Weight	7.0 kg / 15.5 lbs.	

Note: The specifications are subject to change without notice.

3



Sharp 180W, Monocrystalline Photovoltaic Module (NUS0E3E)

Sharp's NUS0E3E photovoltaic module is designed for large electrical requirements. Based on the technology of crystal silicon solar cells cultivated for over 40 years, this module has superb durability to withstand rigorous operating conditions and is suitable for grid connected systems.



SPECIFICATIONS (NUS0E3E)	
Cell	Monocrystalline silicon solar cells, 155.5mm square
No. of cells and connections	48 in series
Application	High voltage system
Maximum system voltage	DC 1,000V
Nominal power	180W
Dimensions	1,318 x 994 x 46mm
Weight	16.0kg
Type of output terminal	Lead wire with connector

ABSOLUTE MAXIMUM RATINGS

Parameters	Rating	Unit
Operating temperature	-40 to +90	°C
Storage temperature	-40 to +90	°C

TEMPERATURE COEFFICIENTS	
α Pm	-0.485% / °C
α sc	+0.053% / °C
α Voc	-104mV / °C

FEATURES

- High-power module (180W) using 155.5mm square monocrystalline silicon solar cells with 13.7% module conversion efficiency.
- Photovoltaic module with bypass diode minimises the power drop caused by shade. Textured cell surface to reduce the reflection of sunlight and BSF (Back Surface Field) structure to improve cell conversion efficiency: 15.7%
- Using white tempered glass, EVA resin, and a weatherproof film along with an aluminium frame for extended outdoor use.
- High-voltage output for grid-connected system.
- Output terminal: Lead wire with waterproof connector



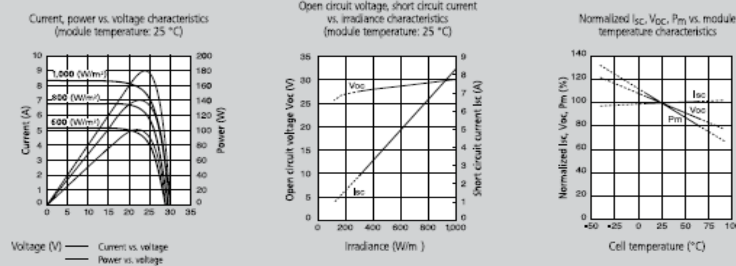
Printed on recycled paper



ELECTRO-OPTICAL CHARACTERISTICS

Parameters	Symbol	Min.	Typ.	Unit	Conditions
Open circuit voltage	Voc	-	30.0	V	Standard test conditions (STC)
Maximum power voltage	Vpm	-	23.7	V	
Short circuit current	Isc	-	8.37	A	Irradiance: 1,000W/m²
Maximum power current	Ipm	-	7.60	A	
Maximum power	Pm	171.0	180.0	W	AM 1.5
Encapsulated solar cell efficiency	ηc	-	15.7	%	Module Tempeature: 25 °c
Module efficiency	ηm	-	13.7	%	

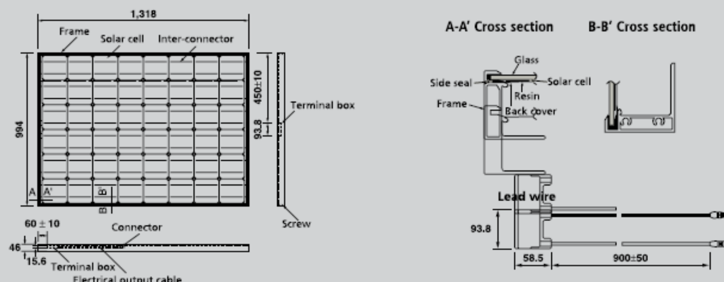
Characteristics



APPLICATIONS

- Grid connected residential systems
- Office buildings
- Solar power stations
- Solar villages
- Villas, mountain cottages
- Pumps
- Lighting equipment
- Traffic signs
- Radio relay stations
- Beacons
- Telemeter systems
- Telecommunication systems

Outline Dimensions



In the absence of confirmation by specification sheets, Sharp takes no responsibility for any defects that may occur in equipment using any Sharp products shown in catalogs, data books, etc. Contact Sharp in order to obtain the latest specification sheets before using any Sharp products.

Specifications are subject to change without notice.

Warranty Period

The warranty period with respect to power output continues for a total of 25 years from date of purchase, the first ten years at 90% minimum rated power output and the balance of 15 year at minimum rated power output.

This warranty is transferable when the product remains installed in original location at the time of product warranty registration.
Warranty coverage does not apply when:

- The product is improperly installed;
- The product is installed in a mobile or marine environment, subject to improper voltage or power surges or abnormal environmental conditions (such as acid rain or other pollution);
- The components in the construction base on which the module is mounted are defective, external corrosion, mould discolouration or the like occurs.





New Zero Tolerance
Greater Field Performance

185 WATT

HIGH EFFICIENCY MULTICRYSTAL PHOTOVOLTAIC MODULE

KD185GX-LPU

NEC 2008 Compliant
UL 1703, ISO 9001
and ISO 14001
Certified and Registered
Class C IEC 61215



Cutting Edge Technology

As a pioneer with 35 years in solar, Kyocera demonstrates leadership in the development of solar energy products. Kyocera's *Kaizen* Philosophy, commitment to continuous improvement, is shown by repeatedly achieving world record cell efficiencies.

Quality Built In

- New frame technology allows for end mounting with 2400 Pa (50 psf) load
- UV stabilized, aesthetically pleasing black anodized frame
- Supported by major mounting structure manufacturers
- Easily accessible grounding points on all four corners for fast installation
- Proven junction box technology
- Quality locking plug-in connectors to provide safe & quick connections

Fully Integrated Manufacturing

Kyocera manufactures and assembles solar cells and modules at its own worldwide production sites using a true vertical integration process. This superior approach gives Kyocera complete control over every step of the manufacturing process, producing modules with the industry's tightest power tolerance, promising high quality and efficiency.

Reliable

- Superior built-in quality
- Proven superior field performance
- Tight power tolerance

Warranty

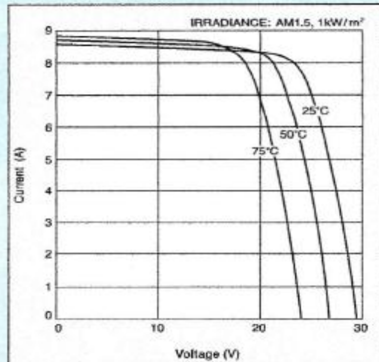
- Kyocera standard 20 year power output warranty and 5 year workmanship warranty applies in USA
- Extended warranties available per project requirements
- Kyocera standard 20 year power output warranty and 2 year workmanship warranty applies outside of USA
- Refer to Kyocera warranty policy for details



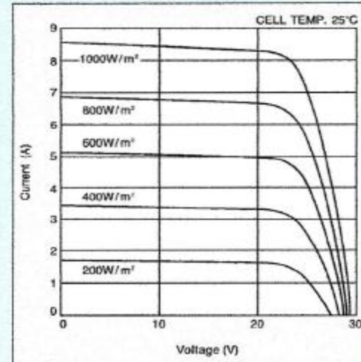
SOLAR by KYOCERA

ELECTRICAL CHARACTERISTICS

Current-Voltage characteristics of Photovoltaic Module KD185GX-LPU at various cell temperatures



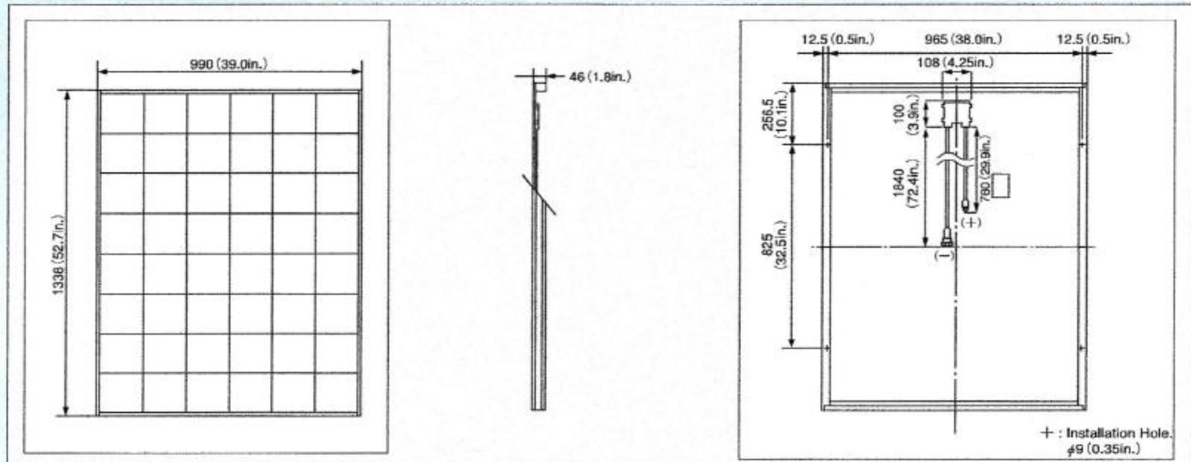
Current-Voltage characteristics of Photovoltaic Module KD185GX-LPU at various irradiance levels



SPECIFICATIONS

■ Physical Specifications

Unit : mm (in.)



■ Specifications

■ Electrical Performance under Standard Test Conditions (*STC)

Maximum Power (Pmax)	185W (+5%／−5%)
Maximum Power Voltage (Vmpp)	23.6V
Maximum Power Current (Impp)	7.84A
Open Circuit Voltage (Voc)	29.5V
Short Circuit Current (Isc)	8.58A
Max System Voltage	600V
Temperature Coefficient of Voc	-1.06×10^{-1} V/℃
Temperature Coefficient of Isc	5.15×10^{-3} A/℃

*STC : Irradiance 1000W/m², AM1.5 spectrum, cell temperture 25℃

■ Electrical Performance at 800W/m², *NOCT, AM1.5

Maximum Power (Pmax)	131W
Maximum Power Voltage (Vmpp)	21.0V
Maximum Power Current (Impp)	6.27A
Open Circuit Voltage (Voc)	26.7V
Short Circuit Current (Isc)	6.96A

*NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) : 47.9℃

■ Cells

Number per Module	48

■ Module Characteristics

Length × Width × Depth	1338mm(52.7in)×990mm(39.0in)×46mm(1.8in)
Weight	16kg(35.3lbs.)
Cable	(+)760mm(29.9in),(-)1840mm(72.4in)

■ Junction Box Characteristics

Length × Width × Depth	100mm(3.9in)×108mm(4.3in)×15mm(0.6in)
IP Code	IP65

■ Others

*Operating Temperature	−40℃～90℃
Maximum Fuse	15A

*This temperature is based on cell temperature.

ISO 9001 and ISO 14001 Certified and Registered

Design and specifications are subject to change without notice.

WholeSolar

KYOCERA

LORENTZ

LC80-12M
High-efficiency PV Module



Features

- high energy yields ensured by high conversion efficiency
- sturdy, clear-anodized aluminum frame with pre-drilled holes for quick installation
- advanced EVA encapsulation with triple-layer backsheet, meets the most stringent safety requirements for high-voltage operation
- pre-wired junction box equipped with connectors "plug'n'play"
- reliable bypass diodes to prevent overheating (hot spot effect) and to minimise power loss by shading
- manufactured in ISO 9001:2000-certified factory

Applications

- water pumping
- water purification systems
- remote village lighting
- solar home systems
- street and camp lights
- traffic signals
- medical facilities in remote areas
- microwave/radio repeater stations
- battery charging
- etc.

Warranty

- Warranty: 2 years
- Performance guarantee:
  up to 10 years (90% power output)
  up to 20 years (80% power output)

  Details according to warranty issued by LORENTZ

Standards

LC80-12M is certified according to IEC 61215 and 61730 by TÜV Rheinland and meets the requirements for CE.



- Qualified, IEC 61215
- Safety tested, IEC 61730
- Periodic Inspection



Specifications

Electrical Data

Peak power	Pmax	[Wp]	80
Tolerance		[%]	+15/–5
Max. power current	Imp	[A]	4.6
Max. power voltage	Vmp	[V]	17.2
Short circuit current	Isc	[A]	5.0
Open circuit voltage	Voc	[V]	22.4
Temperature co-efficient for Pmax		[%/°C]	-0.50
Temperature co-efficient for Voc		[%/°C]	-0.35
Temperature co-efficient for Isc		[%/°C]	0.09
Max. system voltage		[V]	600

All technical data at standard test condition:
AM = 1.5, E = 1,000 W/m², cell temperature: 25 °C

Cells

Number of cells in series	36
Number of cells in parallel	1
Cell technology	monocrystalline
Cell shape	rectangular

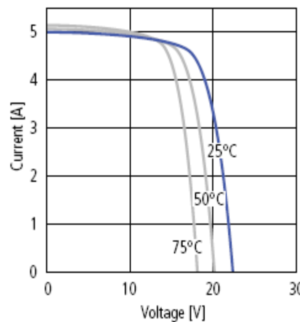
To find out more visit www.lorentz.de

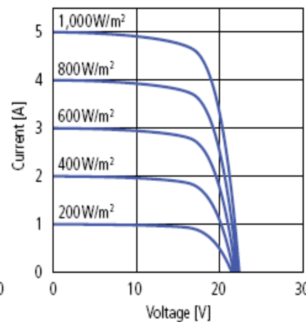
BERNT LORENTZ GmbH & Co. KG
Kroegerskoppel 7, 24558 Henstedt-Ulzburg, Germany
Tel. +49 (0) 4193 7548 - 0, Fax - 29, www.lorentz.de
Errors excepted and possible alterations without prior notice.

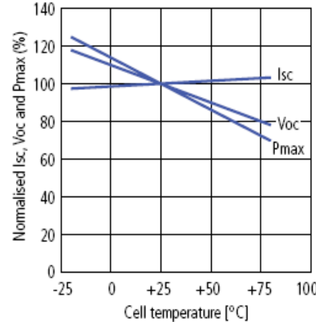
Sun. Water. Life.

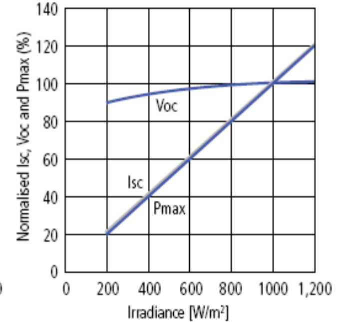
LORENTZ

Electrical Performance

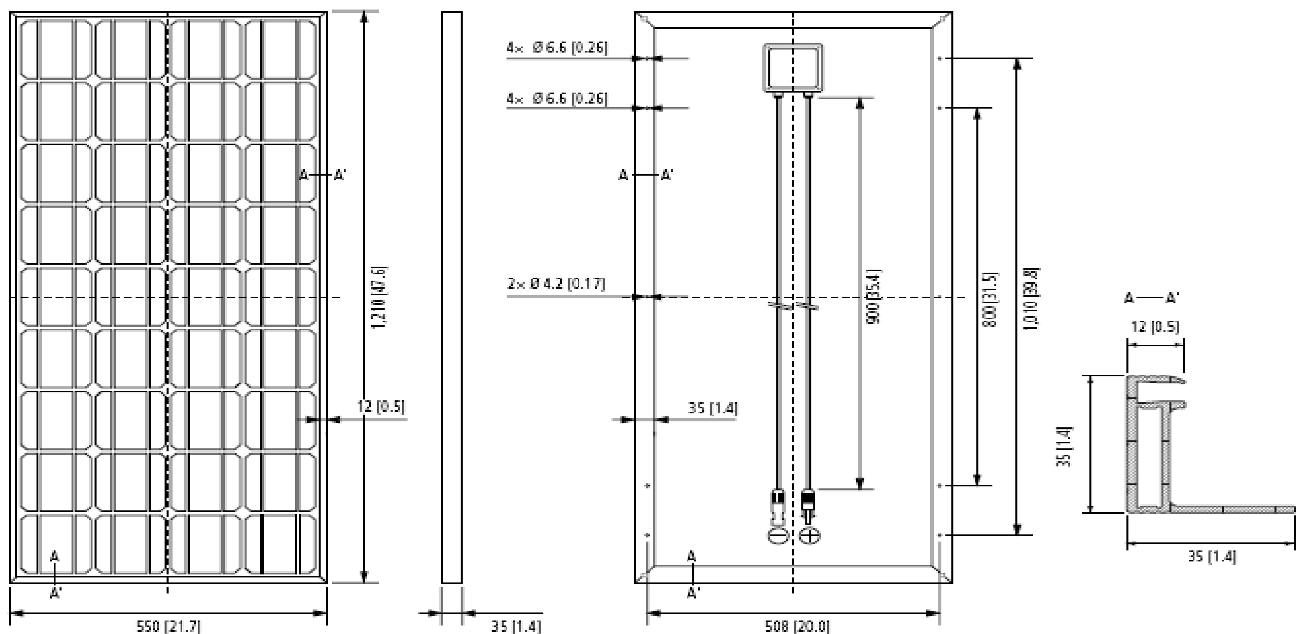








Physical Specifications mm [in]



Weight	[kg]	9.6
Dimension	[mm]	550 × 1,210 × 35
Strength	[N/m²]	2,400
Cable		approx. 900 mm / 35 in, 4 mm² / AWG12
Connectors		NBZH PV-ZH202

To find out more visit www.lorentz.de

BERNT LORENTZ GmbH & Co. KG
Kroegerskoppel 7, 24558 Henstedt-Ulzburg, Germany
Tel. +49 (0) 4193 7548 - 0, Fax - 29, www.lorentz.de

Sun. Water. Life.

THE NEW VALUE FRONTIER

KYOCERA

KD135GH-2PU

Módulos de alto rendimiento fotovoltaicos policristalinos



TECNOLOGÍA PUNTA

Debido a la investigación intensiva y el constante desarrollo de los procesos de producción, las células solares incorporadas de Kyocera con las medidas estándar de 156 mm x 156 mm, alcanzan un rendimiento de 16 % y garantizan una producción energética muy alta de las instalaciones fotovoltaicas.

Para protegerlas contra las condiciones climáticas más adversas, las células están incrustadas entre una protección de cristal endurecido y láminas de EVA. La parte trasera está sellada con láminas PET. El laminado está engastado en un marco de aluminio estable que es fácil de montar. Este módulo cumple las condiciones de prueba, según la norma IEC 61215 ed. 2 para una carga mecánica de 5.400 N/m².

La caja de empalme del dorso dispone de diodos de derivación que evitan el riesgo de sobrecalentamiento de células solares individuales (efecto hotspot). Varios módulos PV conectados en serie pueden ser cableados fácilmente mediante cables solares premontados y enchufes multicontacto.

Kyocera fabrica todos los componentes en instalaciones propias – sin comprar productos intermedios – para garantizar la alta calidad de sus productos.

EJEMPLOS DE USO

- Instalaciones conectadas a la red para
  - residencias particulares
  - naves industriales granjas
  - superficies libres
  - huertas solares
- Centrales solares



TUVdotCOM Service: plataforma en Internet para calidad y seguridad comprobada
TUVdotCOM-ID: 0000023299
IEC 61215 ed. 2, IEC 61730 y Categoría de protección II
Kyocera es una empresa certificada según ISO 9001 y ISO 14001.





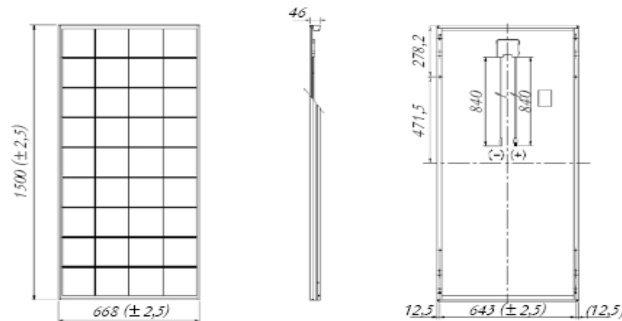
CE

KYOCERA SOLAR

We care!

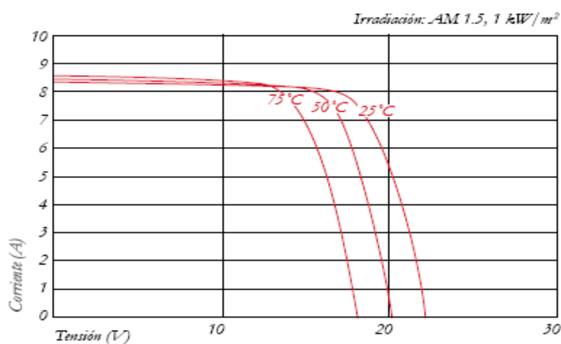
ESPECIFICACIONES

en mm

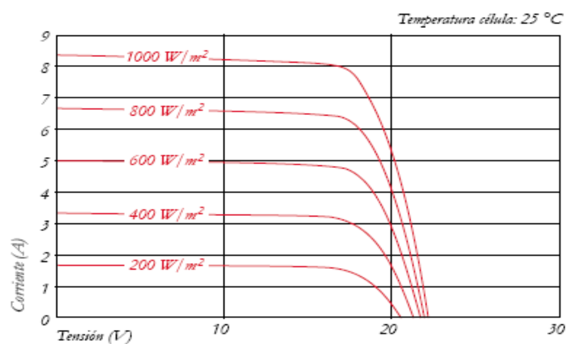


CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

Curva característica de tensión y corriente a distintas temperaturas de la célula



Curva característica de tensión y corriente con distinta irradiación



CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS		
Tipo de módulo PV		KD135GH-2PU
A 1000 W/m² (STC)*		
Potencia nominal P	[W]	135
Tensión máxima del sistema	[V]	1000
Tensión de máxima potencia	[V]	17,7
Corriente de máxima potencia	[A]	7,63
Tensión de circuito abierto	[V]	22,1
Corriente de cortocircuito	[A]	8,37
A 800 W/m² (NOCT)**		
Potencia nominal P	[W]	95
Tensión de máxima potencia	[V]	15,7
Corriente de máxima potencia	[A]	6,1
Tensión de circuito abierto	[V]	20
Corriente de cortocircuito	[A]	6,79
NOCT	[°C]	47,9
Tolerancia de potencia	[%]	+5 / -5
Resistencia a la corriente inversa I_R	[A]	15
Protección máx. del string	[A]	15
Coeficiente de temperatura de la tensión de circuito abierto	[V/°C]	$-0{,}80\times10^{-1}$
Coeficiente de temperatura de la corriente de cortocircuito	[A/°C]	$5{,}02\times10^{-3}$
Coeficiente de temperatura a Pmax	[W/°C]	$-6{,}14\times10^{-1}$
Reducción del nivel de eficacia de 1000 W/m² a 200 W/m²	[%]	5,8

MEDIDAS		
Longitud	[mm]	1500 (±2,5)
Ancho	[mm]	668 (±2,5)
Altura / incl. caja de contacto	[mm]	46
Peso	[kg]	12,5
Cable	[mm]	(+)840 / (-)840
Tipo de conexión		MC PV-KBT3 / MC PV-KST3
Caja de contacto	[mm]	105x108x20
Código IP		IP65

DATOS GENERALES	
Garantía de rendimiento	10*** / 20 años****
Garantía	5 años*****

CÉLULAS		
Cantidad por módulo		36
Tecnología celular		policristalina
Tamaño celular (cuadrado)	[mm]	156x156
Conexión de células		3 busbar

* *Las índices eléctricos son válidos en condiciones de prueba estándar (STC): Irradiación de 1000 W/m², masa de aire AM 1.5 y temperatura celular de 25 °C*

** *Las índices bajo temperatura operativa nominal de las celdas (NOCT): Irradiación de 800 W/m², masa de aire AM 1.5, velocidad del viento de 1m/s y temperatura ambiente de 20 °C*

*** *10 años el 90 % de la potencia mínima especificada P bajo condiciones de prueba normalizadas (STC)*

**** *20 años el 80 % de la potencia mínima especificada P bajo condiciones de prueba normalizadas (STC)*

***** *En el caso de países dentro de Europa*

Su distribuidor Kyocera local:

European Headquarter:

KYOCERA Fineceramics GmbH
Solar Division
Fritz-Mueller-Straße 27
73730 Esslingen/Germany
Tel: +49 (0)711-93 93 49 99
Fax: +49 (0)711-93 93 49 50
E-Mail: solar@kyocera.de
www.kyocerasolar.de

Sales Office Spain:

KYOCERA Fineceramics GmbH
Spain Branch I Solar Division
Avda. Manacor, 2
28290 Las Matas Madrid/Spain
Tel: +34 91 63 18 392
Fax: +34 91 63 18 219
E-Mail: solar@kyocera.de
www.kyocerasolar.de

Steca Tarom

El Steca Tarom es un regulador de carga solar especialmente indicado para ser aplicado en telecomunicaciones o en sistemas fotovoltaicos híbridos.

Un gran número de funciones interesantes permiten al usuario adaptar el regulador a las condiciones especiales de su sistema. Mediante la determinación del estado de carga de la batería, que ha sido de nuevo claramente mejorada, el sistema se regula de forma óptima y las baterías están protegidas. El regulador de carga Steca Tarom es la mejor selección para dimensiones de sistema hasta 2.400 Wp en tres niveles de tensión (12 V, 24 V, 48 V).

Opcionalmente cabe la posibilidad de conectar otros dispositivos como un sensor de temperatura, un registrador de datos y un control remoto para configurar y monitorizar el sistema. Un contador de energía integrado (Ah) informa al usuario sobre el presupuesto energético de la aplicación.



Características del producto

- Regulador híbrido
- Determinación del estado de carga con Steca AtonIC (SOC)
- Selección automática de tensión
- Regulación MAP
- Tecnología de carga escalonada
- Desconexión de carga en función de SOC
- Reconexión automática del consumidor
- Compensación de temperatura
- Toma de tierra en uno o varios terminales positivos o sólo en uno de los terminales negativos
- Registrador de datos integrado
- Función de luz nocturna con Steca PA 15
- Función de autocontrol
- Carga mensual de mantenimiento
- Contador de energía integrado

Funciones de protección electrónica

- Protección contra sobrecarga
- Protección contra descarga total
- Protección contra polaridad inversa de los módulos solares y de la carga
- Proteccion contra polaridad inversa por medio de fusible interno
- Fusible electrónico automático
- Protección contra cortocircuito de la carga y los módulos solares
- Protección contra sobretensión en la entrada del módulo
- Protección contra circuito abierto sin batería
- Protección contra corriente inversa por la noche
- Protección contra sobretemperatura y sobrecarga
- Desconexión por sobretensión en la batería

Indicaciones

- Display LCD para textos
  - para parámetros de funcionamiento, avisos de fallo, autocontrol

Manejo

- Fácil manejo con menús
- Programación por medio de botones
- Conmutación manual de carga

Interfaces

- Interfaz RJ45

Opciones

- Sensor de temperatura externo
- Contacto de alarma
- Monitorización de la instalación con Steca PA CAB 1 Tarcom

Certificaciones

- Aprobado por el Banco Mundial para Nepal
- Conforme a los estándares europeos (CE)
- Fabricado en Alemania
- Desarrollado en Alemania
- Fabricado conforme a ISO 9001 e ISO 14001



ANEXO 4

Base de datos histórica de Temperatura Media en la ciudad de Cuenca (°C). Fuente: Estación Meteorológica del Aeropuerto "Mariscal Lamar".

MESES / AÑOS	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987
ENERO	17,4	17,0	17,7	17,4	16,7	16,7	17,6	16,3	15,9	16,8	17,3
FEBRERO	16,1	16,9	17,1	16,8	16,9	17,0	16,9	16,0	15,9	16,1	16,6
MARZO	16,7	16,0	16,6	16,3	16,8	17,2	17,4	16,4	16,7	15,7	16,5
ABRIL	16,3	15,8	15,9	16,2	16,5	15,9	17,1	15,8	16,3	16,7	16,5
MAYO	16,1	16,0	16,0	16,2	16,7	16,2	17,2	15,9	15,5	16,3	16,1
JUNIO	15,4	14,6	15,0	15,5	15,7	15,7	16,4	15,4	14,8	15,1	16,2
JULIO	15,8	14,5	15,0	15,0	14,2	14,6	15,6	14,5	13,7	13,9	15,8
AGOSTO	15,7	13,9	15,6	15,0	15,7	15,0	15,4	15,7	14,4	15,6	15,8
SEPTIEMBRE	13,9	15,6	16,3	15,7	15,8	16,3	16,3	15,2	16,0	15,4	16,5
OCTUBRE	17,0	16,0	16,7	16,4	16,9	16,1	16,2	16,2	16,3	15,9	16,9
NOVIEMBRE	17,3	17,5	16,8	16,4	17,1	17,1	17,3	15,8	15,4	15,8	17,4
DICIEMBRE	17,7	17,3	17,0	16,8	17,3	17,0	16,5	16,9	16,7	16,9	17,8
PROMEDIO	16,28	15,93	16,31	16,14	16,36	16,23	16,66	15,84	15,63	15,85	16,62

MESES / AÑOS	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
ENERO	17,5	16,0	17,0	17,2	17,8	16,6	16,4	17,0	16,4	16,6	17,9
FEBRERO	17,0	15,8	16,9	17,0	17,0	16,0	16,4	17,4	16,0	16,7	18,2
MARZO	16,1	15,0	16,6	17,0	17,2	15,5	16,5	17,2	15,5	16,5	17,2
ABRIL	15,9	16,3	16,6	16,6	16,9	16,1	16,3	17,1	16,4	16,5	18,4
MAYO	16,2	15,4	16,1	16,8	16,7	16,2	16,1	16,1	15,8	16,3	17,1
JUNIO	15,5	14,8	16,0	16,7	15,9	15,8	15,0	15,8	15,3	16,5	15,9
JULIO	14,3	14,0	14,9	15,3	14,4	15,1	15,0	15,3	14,3	14,7	14,8
AGOSTO	15,1	15,2	14,7	14,1	15,8	15,3	13,9	16,0	14,7	15,1	16,1
SEPTIEMBRE	15,6	15,6	16,6	16,1	16,0	15,8	15,4	15,9	15,7	16,7	16,6
OCTUBRE	16,1	15,9	16,4	16,1	16,4	16,5	16,3	16,3	16,2	18,0	16,9
NOVIEMBRE	16,0	16,9	17,1	16,8	17,0	16,4	16,1	16,7	16,6	16,9	17,5
DICIEMBRE	16,1	16,8	16,6	17,6	17,0	17,2	17,2	16,5	17,1	17,9	17,1
PROMEDIO	15,95	15,64	16,29	16,44	16,51	16,04	15,88	16,44	15,83	16,53	16,98



AÑOS MESES	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
ENERO	16,8	16,3	16,5	17,3	17,2	17,3	17,5	17,3	18,0	17,0	16,5
FEBRERO	15,7	15,9	16,6	17,4	17,5	17,2	17,8	17,3	16,8	15,5	16,4
MARZO	16,1	15,8	16,7	17,3	16,7	17,3	17,1	17,0	16,5	15,7	17,1
ABRIL	15,6	15,9	16,3	16,4	16,6	17,2	17,0	16,5	16,4	16,0	16,3
MAYO	15,5	15,6	16,6	16,5	16,3	17,0	16,9	16,6	16,5	15,6	16,5
JUNIO	16,1	16,2	15,4	15,5	15,4	15,7	16,4	15,6	14,3	15,5	16,2
JULIO	14,6	15,5	15,9	15,9	14,6	15,7	15,8	15,5	15,8	14,8	16,1
AGOSTO	15,0	15,2	14,8	15,4	16,0	15,3	15,8	15,5	15,3	15,0	16,4
SEPTIEMBRE	15,7	15,4	15,7	16,8	16,1	15,8	17,1	16,4	14,9	15,8	17,2
OCTUBRE	15,5	16,3	17,9	16,7	16,9	17,2	17,0	17,2	16,1	16,2	17,9
NOVIEMBRE	17,1	16,8	17,3	16,5	16,8	17,5	16,7	17,1	16,5	16,2	18,3
DICIEMBRE	16,5	16,9	17,4	17,5	16,8	17,5	16,5	16,9	16,4	16,6	18,5
PROMEDIO	15,85	15,98	16,43	16,60	16,41	16,73	16,80	16,58	16,13	15,83	16,95



ANEXO 5

Lista de Paneles Termo Solares disponibles en el mercado

	Distribuidor	Fabricante	Modelo	Tipo	Eficiencia Óptica	a1	a2	Coef. Pérdidas
					Basado Sup.Apertura	(W/m2 K)	(W/m2K 2)	IDAE: a1 + 30a2 (W/m2K)
1	ASTERSA	Astersa Aplicaciones Solares, S. L.	AS-2M	Plano	0,776	3,635	0,013	4,025
2	ASTERSA	Astersa Aplicaciones Solares, S. L.	AS-2.4M	Plano	0,773	3,809	0,011	4,139
3	BAXI ROCA	Termomax Kingspan Renewables Ld.	AR 30	Tubos de vacío	0,832	1,14	0,014	1,56
4	BAXI ROCA	Termomax Kingspan Renewables Ld.	AR 20	Tubos de vacío	0,83	1,53	0,006	1,71
5	BAXI ROCA	Termomax Kingspan Renewables Ld.	PS 2.0	Plano	0,789	3,606	0,012	3,966
6	BAXI ROCA	Termomax Kingspan Renewables Ld.	PS 2.4	Plano	0,76	3,191	0,025	3,941
7	BUDERUS	Bosch Thermotechnik GmbH	LOGASOL SK 4.0 s	Plano	0,848	4,021	0,0108	4,345
8	BUDERUS	Bosch Thermotechnik GmbH	LOGASOL SK 3.0 s	Plano	0,755	3,599	0,008	3,839
9	BUDERUS	Bosch Thermotechnik GmbH	LOGASOL SK 2.0 s	Plano	0,723	5,824	0,007	6,034
10	BUTECH	Isofotón, S.A.	EXTRATHERMIC	Plano	0,77	3,231	0,014	3,651
11	CHROMAGEN	Chromagen Solar Energy Systems	CR 10SN	Plano	0,742	4,171	0,015	4,621
12	CHROMAGEN	Chromagen Solar Energy Systems	CR 10 ALDP8	Plano	0,706	5,047	0,017	5,557
14	CITRIN SOLAR	Citrin Solar GmbH	CS 100	Plano	0,798	3,34	0,0075	3,565
15	CLIBER	Isofotón, S.A.	SOLTHERM	Plano	0,77	3,231	0,014	3,651
16	COINTRA GODESIA	GreenOne Tec Solarindustrie GmbH	IXION	Plano	0,733	4,269	0,0143	4,698



17	COSMOSOLAR	Skyland-Cosmosolar	HEATSUN/HPC-2.0	Plano	0,776	4,007	0,016	4,4879
18	COSMOSOLAR	Skyland-Cosmosolar	EPI 16	Plano	0,776	4,007	0,016	4,4879
19	ERGASOL	ERGASOL 2000 S.L.	GASOL 1	Plano	0,725	6,222	0,043	7,512
20	ERGASOL	ERGASOL 2000 S.L.	MODELO 150L	Termosifón	0,725	6,222	0,043	7,512
21	ERGASOL	ERGASOL 2000 S.L.	MODELO 200L	Termosifón	0,725	6,222	0,043	7,512
22	ERGASOL	ERGASOL 2000 S.L.	MODELO 300L	Termosifón	0,725	6,222	0,043	7,512
23	ERGASOL	ERGASOL 2000 S.L.	MODELO 500L	Termosifón	0,725	6,222	0,043	7,512
24	FAGOR	Chromagen Solar Energy Systems	SOLARIA 2.1 AL S8	Plano	0,7296	2,514	0,038	3,6545
25	FAGOR	Chromagen Solar Energy Systems	SOLARIA 2.4 AL S8	Plano	0,7296	2,514	0,038	3,6545
26	FAGOR	Chromagen Solar Energy Systems	SOLARIA 2.8 AL S8	Plano	0,7296	2,514	0,038	3,6545
27	FERROLI	GreenOne Tec Solarindustrie GmbH	ECOSELECT	Plano	0,733	4,269	0,0143	4,698
28	HELIOAKMI	Helioakmi Solar Energy Sistems, S.A.	MEGASUN/ST 2500	Plano	0,742	3,9	0,012	4,26
29	HUCU	Hucu Solar España, S.L.	HUCUSOL/11000-VP	Plano	0,769	3,313	0,019	3,883
30	HUCU	Hucu Solar España, S.L.	HUCUSOL/21000-VP	Plano	0,745	3,423	0,027	4,233
31	HUCU	Hucu Solar España, S.L.	HUCUSOL TC 200 150	Termosifón	0,745	3,423	0,027	4,233
32	IMMOSOLAR	GEO-TEC Solartechnik GmbH	IS-PRO 1Q	Plano				
33	IMMOSOLAR	GEO-TEC Solartechnik GmbH	IS-PRO 2Q	Plano				
34	IMMOSOLAR	GEO-TEC Solartechnik GmbH	IS-PRO 2H	Plano				
35	ISOFOTON	Isofotón, S.A.	ISOTHERM PLUS	Plano	0,77	3,231	0,014	3,651
36	NEP	Productos de Energías Naturales, S.L.	AQUA CTE INV	Plano	0,798	2,832	0,028	3,672
37	LAMBORGUINI	GreenOne Tec Solarindustrie GmbH	GARDA	Plano	0,733	4,269	0,0143	4,698
38	PROMASOL	P.M.P. Equipos Energéticos, S. L.	V-1	Plano	0,77			6,9
39	PROMASOL	P.M.P. Equipos Energéticos, S. L.	TITANIO V-1	Plano	0,74			4,9
40	PROMASOL	P.M.P. Equipos Energéticos, S. L.	H-2	Plano	0,77			6,9



41	PROMASOL	P.M.P. Equipos Energéticos, S. L.	TITANIO H-2	Plano	0,74			4,9
42	PROMASOL	P.M.P. Equipos Energéticos, S. L.	TITANIO V-1 K Horizontal	Plano	0,804	3,516	0,026	4,296
43	PROMASOL	P.M.P. Equipos Energéticos, S. L.	TITANIO V-1 K Vertical	Plano	0,804	3,516	0,026	4,296
44	RAYOSOL	Rayosol Instalaciones, S.L	V-19	Plano	0.75	5.266	0.017	5.776
45	RAYOSOL	Rayosol Instalaciones, S.L	V-22 h	Plano	0.731	4.434	0.016	4.914
46	RAYOSOL	Rayosol Instalaciones, S.L	V-22 v	Plano	0.725	4.292	0.021	4.922
47	RIPOSOL	Riposol GmbH Alternative Energie	SONGUT/SG 23 V	Plano	0,753	3,533	0,01	3,833
48	ROTH	Roth Werke, GmbH	F2	Plano	0,753	3,41	0,0154	3,872
49	SAUNIER DUVAL	Saunier Duval	SRH 2.3	Plano	0,801	3,32	0,023	4,01
50	SAUNIER DUVAL	Saunier Duval	SRD 2.3	Plano	0,801	3,761	0,012	4,121
51	SAUNIER DUVAL	Saunier Duval	SCV 2.3	Plano	0,729	2,804	0,055	4,454
52	SOLARIA	Solaria Energía y Medio Ambiente, S.A.	STH	Plano	0,771	4,357	0,011	4,687
53	SOLARIS	Solaris Energía Solar, S. A.	CP 1	Plano	0,799	3,4	0,026	4,18
54	SOLARIS	Solaris Energía Solar, S. A.	CP 2	Plano	0,826	4,001	0,023	4,691
55	SOLARIS	Jiangsu Gomon Kitchen Appliance & Solar Technology Co. Ltd.	E-10	Tubos de vacío	0,685	3,281	0,016	3,761
56	SOLARIS	Jiangsu Gomon Kitchen Appliance & Solar Technology Co. Ltd.	E-12	Tubos de vacío	0,57	2,226	0,011	2,556
57	SOLARIS	Jiangsu Gomon Kitchen Appliance & Solar Technology Co. Ltd.	E-20	Tubos de vacío	0,688	2,219	0,023	2,909
58	SONNENKRAFT	GreenOne Tec Solarindustrie GmbH	SK500N ECO	Plano	0,77	3,494	0,017	4,004
59	SONNENKRAFT	GreenOne Tec Solarindustrie GmbH	SK 400	Plano	0,741	3,705	0,015	4,155
60	SONNENKRAFT	GreenOne Tec Solarindustrie GmbH	IFK	Plano	0,738	3,578	0,014	3,998
61	SONNENKRAFT	GreenOne Tec Solarindustrie GmbH	SCE 200	Plano	0,769	3,847	0,0103	4,156



62	SUMSOL	Isofotón, S.A.	CTP	Plano	0,77	3,231	0,014	3,651
63	SHÜCO	Schuco International, K.G.	Ecosolar 233/ZS 222233	Plano	0,776	3,473	0,017	3,983
64	SHÜCO	Schuco International, K.G.	Ecosolar 269/ZS 222269	Plano	0,787	3,947	0,012	4,307
65	TERMICOL	Termicol Energía Solar SL	T 25 SH	Plano	0,731	4,308	0,016	4,788
66	THERMOR	Wagner & Co. Solartechnik GMBH	CSP-2	Plano	0,819	4,227	0,014	4,647
67	UNISOLAR	Grupo Unisolar, S.A.	UNISOL 60 PLUS	Plano	0,797	4,273	0,006	4,453
68	UNISOLAR	Grupo Unisolar, S.A.	UNISOL 60 BASIC	Plano	0,77	3,566	0,024	4,286
69	UNISOLAR	Grupo Unisolar, S.A.	UNISOL TS 300	Termosifón	0,77	3,566	0,024	4,286
70	URALITA	Isofotón, S.A.	COBERT	Plano	0,77	3,231	0,014	3,651
71	VAILLANT	Vaillant GMBH	VTK 570	Tubos de vacío	0,642	0,642	0,001	0,672
72	VAILLANT	Vaillant GMBH	VFK 145 V	Plano	0,79	2,414	0,049	3,884
73	VAILLANT	Vaillant GMBH	VFK 145 H	Plano	0,801	3,32	0,023	4,01
74	VAILLANT	Vaillant GMBH	VFK 125	Plano	0,753	3,936	0,017	4,446
75	VIESSMANN	Viessmann Werke GmbH	VITOSOL 300 T SP 3A 2m2	Tubos de vacío	0,756	1,28	0,0063	1,469
76	VIESSMANN	Viessmann Werke GmbH	VITOSOL 300 T SP 3A 3m2	Tubos de vacío	0,751	1,24	0,0063	1,429
77	WAGNER SOLAR	Wagner Solar S.L.	LBM 8 AR	Plano	0,838	3,774	0,012	4,134
78	WAGNER SOLAR	Wagner & Co. Solartechnik GMBH	EURO C32 RH	Plano	0,819	4,227	0,014	4,647
79	WAGNER SOLAR	Wagner & Co. Solartechnik GMBH	EURO L20 AR	Plano	0,844	3,48	0,0154	3,942
80	WAGNER SOLAR	Wagner Solar S.L.	LBM 10 AR	Plano	0,838	3,774	0,012	4,134
81	WAGNER SOLAR	Wagner Solar S.L.	LBM 2 AR	Plano	0,838	3,774	0,012	4,134



	Dimensiones	Sup.bruta	Sup.Apertura	Peso vacío	Precio
	LargoxAnchoxFondo (mm)	(m2)	(m2)	(kg)	Sin IVA (€)
1	2067 x 1080 x 106	2,23	2	42,5	
2	2069 x 1263 x 106	2,61	2,4	49	
3	1996 x 2127 x 97	4,25	3,228	81.4	2550
4	1996 x 1418 x 97	2,83	2,153	54.8	1700
5	2104 x 1204 x 80	2,52	2,33	45.7	780
6	1730x1170x83	2,03	1,92	33	560
7	2070 x 1145 x 90	2,37	2,1	46	820
8	2070 x 1145 x 90	2,37	2,25	41	598
9	2070 x 1145 x 90	2,37	2,25	41	526
10	2277 x 1075 x 112	2,448	2,213	48	
11	2190 x 1080 x 90	2,37	2,17	39,1	
12	2190 x 1090 x 90	2,4	2,17	33	
14	1987 x 1046 x --	2	1,903	39	610
15	2277 x 1075 x 112	2,448	2,213	48	
16	2000 x 1170 x 73	2,34	2,238	32,2	
17	2000 x 1000 x 90	2	1,768	43,04	
18	1900 x 1180 x 90	2,24	1,995	48,97	
19	2002 x 1042 x 70	2,09	1,9	44	
20	2002 x 1042 x 70	2,09	1,9	44	
21	2002 x 1042 x 70	2,09	1,9	44	
22	2002 x 1042 x 70	2,09	1,9	44	
23	2002 x 1042 x 70	2,09	1,9	44	
24	1910 x 1080 x 90	2,06	1,87	8	641
25	1090 x 2190 x 90	2,2	2,17	43	717
26	1260 x 2185 x --	2,75	2,58	42,6	835
27	2000 x 1170 x 73	2,34	2,238	32,2	
28	2049 x 1273 x 89	2,61	2,3		
29	2095 x 1098 x 100	2,3	1,99	41,5	



30	2097 x 1097 x 100	2,3	1,99	42,3	
31	2097 x 1097 x 100	2,3	1,99	42,3	
32	450 x 2045 x 77	0,92	0,813	18	
33	1045 x 2045 x 77	2,138	2,004	37	
34	2045 x 1045 x 77	2,138	2,004	37	
35	2277 x 1075 x 112	2,448	2,213	48	
36	2048 x 1047 x 86	2,14	1,99	52,8	860 (PVP)
37	2000 x 1170 x 73	2,34	2,238	32,2	
38	2000 x 1000 x 88	2	1,88		
39	2000 x 1000 x 88	2	1,88		
40	1000 x 2000 x 88	2	1,88		
41	1000 x 2000 x 88	2	1,88		
42	1003 x 2002 x 88	2,01	1,86	48,5	
43	2002 x 1003 x 88	2,01	1,86	48,5	
44	1825 x 115 x 99	2.03	1.9	40	580
45	1771 x 1325 x 95	2.35	2.15	45	590
46	1325 x 1771 x 95	2.35	2.15	45	590
47	2018 x 1069 x 94	2,253	2,025	36,3	
48	1880 x 1160 x 95	2,185	1,994	38	
49	2035 x 1232 x 80	2,51	2,352	38,3	
50	2035 x 1232 x 80	2,51	2,352	37	
51	2035 x 1232 x 80	2,51	2,352	38	680
52	1950 x 1225 x 92	2,39	2,17	47,44	
53	2050 x 1055 x 80	2,16	2	32,8	
54	2055 x 1055 x 80	2,17	2,01	34,1	
55	1930 x 1010 x 155	1,95	1,1	35	
56	1875 x 1010 x 150	1,89	1,14	39,8	
57	2060 x 1920 x 160	3,96	2,2	68,5	
58	2077 x 1237 x 39	2,569	2,21	47	810
59	2038 x 1033 x 94	2,11	1,88	35	



60	2378 x 1098 x 115	2,61	2,28		
61	1732 x 1170 x 84	2,026	1,922	36,2	
62	2277 x 1075 x 112	2,448	2,213	48	
63	2041 x 1142 x 80	2,33	2,13	43,5	
64	2151 x 1251 x 92	2,69	2,5	51,8	
65	2108 x 1187 x 80		2,35	18,5	
66	1931 x 1161 x 91	2,24	2,03	38	625
67	2020 x 1020 x 87	2,06	1,91	34,2	
68	2020 x 1020 x 90	2,06	1,9	28,2	
69	2020 x 1020 x 90	2,06	1,9	28,2	
70	2277 x 1075 x 112	2,448	2,213	48	
71	700 x 1640 x100	1,15	1	46	
72	2033 x 1233 x 80	2,51	2,352	38	803,5
73	1233 x 2033 x 80	2,51	2,352	38	803,5
74	2035 x 1232 x 80	2,51	2,352	38	689
75	2030 x 1412 x 145	2,886	2,145	58	
76	2030 x 2130 x 145	4,324	3,228	87	
77	4598 x 1942 x 103	8,9	8,1	175	
78	1930 x 1160 x 90	2,24	2,03	39,5	
79	2151 x 1251 x 110	2,621	2,369	47,9	
80	1942 x 5740 x 103	11,1	10,1	218	
81	1942 x 1172 x 103	2,28	2,02	46,3	